

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы	
«Современные методы регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающих станциях, применяемые с целью повышения точности планирования ремонтных работ»	

УДК 622.692.4.052.620.19-047-32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Аскеров О.В.		21.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Бурков П.В.	к.х.н., профессор		21.05.2018

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю.С.	-		21.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О.А.	-		21.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		21.05.2018

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		21.05.2018

Томск – 2018г.

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП**  
**подготовки магистров**  
**по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело»,**  
**профиль подготовки: «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	среды.	
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<b>Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</b>		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
		стандарта 19.013 «Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования»
Р11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК- 5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.013 «Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования»

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Уровень образования магистратура  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.05.2018г.
--	--------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05.04.2018	<i>Введение</i>	5
13.04.2018	<i>Обзор литературы</i>	20
20.04.2018	<i>Характеристика объекта исследования</i>	10
20.04.2018	<i>Методики исследования</i>	15
03.05.2018	<i>Расчет нефтепровода</i>	15
10.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
14.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.05.2018	<i>Заключение</i>	5
17.05.2018	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Бурков П.В.	к.х.н., профессор		21.02.2018

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		28.02.2018

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
 высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП ОНД ИШПР  
 \_\_\_\_\_ Бурков П.В.  
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Аскерову Орхану Валеховичу

Тема работы:

«Современные методы регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающих станциях, применяемые с целью повышения точности планирования ремонтных работ»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 12.03.2018г. №1625/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

21.05.2018г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

**Исходные данные к работе**

*(наименование объекта исследования или проектирования;  
 производительность или нагрузка; режим работы  
 (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид  
 сырья или материал изделия; требования к продукту,  
 изделию или процессу; особые требования к особенностям  
 функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в  
 плане безопасности эксплуатации, влияния на  
 окружающую среду, энергозатратам; экономический*

Поиск более эффективных и экономичных методов  
 регистрации и учета дефектов оборудования на  
 нефтеперекачивающей станции

анализ и т. д.).	
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	Анализ выбора метода регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции с целью сохранения начальных характеристик
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Немцова Ольга Александровна, ассистент ООД
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валериевна, доцент ОИЯ
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> реферат (abstract), зарубежный опыт (foreign experience).</p>	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.09.2016г
--	-------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Бурков Петр Владимирович	к.х.н., профессор		19.09.2016

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Аскеров Орхан Валехович		19.09.2016

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Аскерову Орхану Валеховичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	магистр	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Иерархическая структура работ
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Иерархическая структура работ SWOT-анализ. Календарный план-график реализации проекта
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Определение ресурсоэффективности проекта

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>«Портрет» потребителя результатов НТИ</i> 2. <i>Сегментирование рынка</i> 3. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 4. <i>Матрица SWOT</i> 5. <i>График проведения и бюджет НТИ</i> 6. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i> 7. <i>Потенциальные риски</i>
---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	12.03.2018г.
---	--------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Макашева Ю. С.	-		12.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Аскеров О.В.		12.03.2018



## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Аскерову Орхану Валеховичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело», профиль <u>«Надежность газонефтепроводов и хранилищ»</u>

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования в данной работе являются различные технологии регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции. Вследствие чего:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Оказывается негативное воздействие на окружающую среду (атмосферу, гидросферу, литосферу);</li> <li>-Могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на состояние здоровья обслуживающего персонала;</li> <li>-Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера</li> </ul>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ вредных производственных факторов 1.2. Анализ опасных производственных факторов	<p><i>Вредные факторы</i></p> <p>Повышенные уровни шума</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенные уровни вибрации</li> <li>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> <li>3. Повышенная загазованность воздуха рабочей зоны</li> </ol> <p><i>Опасные факторы</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>2. Электрический ток</li> <li>3. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением</li> <li>4. Пожаровзрывоопасность на рабочем месте</li> </ol>
<b>2. Экологическая безопасность</b> 2.1 Защита атмосферы 2.2 Защита гидросферы 2.3 Защита литосферы	<p>При эксплуатации нефтеперекачивающих станций воздействия оказывают как производственные процессы, так и объекты постоянного и временного назначения.</p> <p>Эксплуатация нефтеперекачивающих станций сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- загрязнением атмосферного воздуха;</li> <li>- нарушением гидрогеологического режима;</li> <li>- загрязнением поверхностных водных</li> <li>- повреждением почвенно-растительного покрова;</li> </ul>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	<i>Чрезвычайные ситуации</i> при

<p>3.1 Оценка степени загрязнения земель при аварийном разливе нефти</p> <p>3.2 Очистка и рекультивация земель после аварийного разлива нефти</p>	<p>регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции могут <i>возникать</i>:</p> <p>- <i>природного характера</i>:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Метеорологические (буря, сильный ветер);</i></li> <li>2. <i>Гидрометеорологические (сильный дождь (ливень), сильный снегопад, сильный мороз, сильная метель, сильный туман).</i></li> </ol> <p>- <i>техногенного характера</i>:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Обрыв строп при закладке очистного устройства</i></li> <li>2. <i>Нарушение технологического процесса</i></li> </ol> <p>- <i>из-за террористического акта.</i></p> <p><i>разработка действий в результате возникновения ЧС и методы ликвидации её последствия.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <p>4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства</p> <p>4.2 Особенности организации работы</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.0.003-2015 опасные и вредные производственные факторы классифицируются с образование следующих групп: физические, химические, биологические, психофизиологические.</li> <li>2. ГОСТ 12.1.003 -2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.</li> <li>3. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</li> <li>4. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.</li> <li>5. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</li> <li>6. ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.</li> <li>7. ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.</li> <li>8. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования.</li> </ol>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	12.03.2018г.
---	--------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Немцова О. А.	-		12.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Аскеров О.В.		12.03.2018

## РЕФЕРАТ

*Магистерская диссертация* включает 191 страницу текстового материала, 29 рисунков, 25 таблиц, 88 источников, 3 приложения.

*Ключевые слова.* Нефтеперекачивающая станция, дефект, напряженно – деформированное состояние, регистрация, учет, диагностика, контроль, методы контроля, активные методы, пассивные методы, вибродиагностика, модальный анализ.

*Объект исследования.* Технологии регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции

*Цель работы.* Выбор оптимального метода регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции.

*Результаты исследования.* Приведен метод, позволяющий производить регистрацию и учет дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции.

*Методы проведения исследования.* Анализ производился по результатам технологических и экономических расчетов. Для проведения расчетов были использованы аналитические методики, представленные в действующих нормативных документах, а также численные методы, реализованные в программных комплексах ANSYS.

*Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики.* Технология и организация выполнения работ, подготовительные работы, полевые работы, работы с системами неразрушающего контроля, методики расчета технического состояния технологических трубопроводов и т.д..

*Область применения.* предложенная в работе схема регистрации и учета дефектов оборудования применяется в условиях нефтеперекачивающей станции.

*Экономическая эффективность/значимость работы.* Рассматривается анализ эффективности регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции.

## **ABSTRACT**

The master's thesis includes 191 pages of text material, 29 figures, 25 tables, 88 sources, 3 apps.

Keywords. Oil pumping station, defect, registration accounting diagnostics, control methods, active methods, passive methods, vibrodiagnostics.

Object of study. Technologies of registration and accounting of equipment defects at the oil pumping station.

In the process of research the study of methods of registration and accounting of equipment defects was conducted at the oil pumping station.

As a result of research a method is given that allows to produce registration and accounting of equipment defects at the oil pumping station.

Scope: the scheme of registration and accounting of defects in equipment proposed in the work is used in the conditions of the oil pumping station.

Economic efficiency : the analysis of efficiency of registration and accounting of equipment defects at the oil pumping station is being considered.

## **ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

### **Нормативные ссылки**

В работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

7-ФЗ	Об охране окружающей среды
ГОСТ 20911-89	Техническая диагностика. Термины и определения
ГОСТ 12.1.003–83	ССБТ «Шум общие методы безопасности».
ГОСТ 27.002-89	Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения
ГОСТ 25275-82	Приборы для измерения вибрации вращающихся машин. Общие технические требования
ГОСТ 24450	Контроль неразрушающий. Магнитный. Термины и определения
ГОСТ 14782	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
ГОСТ 23667	Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерения основных параметров
ГОСТ 12.1.004–91	Пожарная безопасность
ГОСТ 12.0.003–74	ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
ГОСТ 12.4.011-89	Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

## **Определения**

В работе используются следующие термины с соответствующими определениями:

**Исправное состояние (исправность):** состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической документации и(или) конструкторской (проектной) документации.

**Неисправное состояние:** – соответствие объекта, при котором он не соответствует хотя бы по одному из требований научно-технической документации.

**Неработоспособное состояние (неработоспособность):** состояние, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

**Отказ:** событие, заключающееся в нарушении работоспособности.

**Работоспособное состояние (работоспособность):** состояние оборудования, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

## **Обозначения и сокращения:**

УЗК – ультразвуковой контроль;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ГОСТ – государственный стандарт;

НИР – научно-исследовательская работа;

СИЗ – средство индивидуальной защиты;

ССБТ – система стандартов безопасности труда;

ТУ – технические условия.

## Оглавление

Введение .....	8
1 Методы технического диагностирования трубопровода .....	9
1.1 Физический метод диагностирования .....	9
1.1.1 Акустический метод диагностирования.....	10
1.1.2 Магнитный метод .....	13
1.1.3 Магнитный метод .....	17
1.1.4 Радиоволновой метод .....	19
1.1.5 Электрические методы неразрушающего контроля .....	19
1.1.6 Вихретоковые методы неразрушающего контроля .....	20
1.1.7 Тепловые методы .....	22
1.1.8 Оптический метод .....	26
1.2 Модальный анализ.....	29
1.2.1 Введение в модальный анализ .....	29
1.2.2 Основные положения модального анализа .....	31
1.2.3 Математическая модель модального анализа .....	33
1.3 Метод конечных элементов .....	39
1.3.1 Введение в метод конечных элементов.....	39
1.3.2 Основные понятия МКЭ .....	40
1.3.4 Основные шаги МКЭ.....	45
1.3.5 Общая схема алгоритма МКЭ.....	47
1.3.6 Условия применимости МКЭ к решению задач .....	49
1.3.6 Модальный анализ в ПК ANSYSWorkbench.....	49
1.3.7 Модальный анализ в ПК ANSYSWorkbench.....	52

1.3.8 Реализация МКЭ в пакете ANSYS.....	53
1.3.9 Выводы по первой главе .....	55
1.4 Диагностика насосного оборудования НПС .....	56
1.4.1 Вибрационная диагностика насосных агрегатов .....	56
1.4.2 Специфика вибрации центробежных насосов .....	66
2 Расчет модального анализа трубы сложной формы под действием комплексной нагрузки.....	72
2.1 Методы составления модели .....	72
2.2. Конечно-элементное моделирование .....	74
2.3 Результаты и их обсуждения .....	76
2.4 Выводы по второй главе .....	78
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	80
3.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	80
3.1.1 Анализ конкурентных технических решений.....	81
3.1.2 SWOT-анализ .....	84
3.2 Планирования управления научно-техническим проектом .....	86
3.2.1 Иерархическая структура работ проекта.....	86
3.2.2 Контрольные события проекта .....	86
3.2.3 План проекта.....	87
3.3 Бюджет научного исследования .....	89
3.3.1 Расчет материальных затрат .....	90
3.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы .....	91
3.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды.....	95
3.3.4 Накладные расходы .....	95



3.4 Оценка сравнительной эффективности исследования .....	96
4 Социальная ответственность .....	101
4.1 Производственная безопасность.....	101
4.2 Анализ вредных производственных факторов на НПС .....	102
4.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведенной среды .....	105
4.4 Экологическая безопасность.....	109
4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	110
Заключение .....	112
Список использованных источников .....	113
Приложение А .....	117

## **Введение**

Нефтеперекачивающие станции интерпретируется как сложный комплекс сооружений магистральных нефтепроводов. Обеспечивая эффективную и надежную работу на нефтеперекачивающих станциях – необходимое условие эксплуатации магистральных нефтепроводов.

Повышение роли диагностики при эксплуатации оборудования объектов транспорта и хранения нефти, обусловлено следующими объективными причинами: необходимостью повышения эффективности и экономичности эксплуатации оборудования, сокращения сроков ремонта и увеличение надежности функционирования систем, а также значительным «старением» парка эксплуатируемых агрегатов. Таким образом, своевременное выполнение работ по диагностированию состояния оборудования позволяет:

- предупредить аварии и отказы нефтегазоперекачивающих агрегатов и другого оборудования нефтеперекачивающих станций (НПС);
- прогнозировать техническое состояние объектов и их ресурс;
- объективно оценить степень безопасности эксплуатации объекта;
- повысить эффективность и снизить, в конечном счете, затраты на эксплуатацию оборудования.

Проблема обеспечения эффективной, надежной и безопасной эксплуатации магистральных нефтепроводов становится весьма актуальной в связи с изменившимися условиями и длительными сроками эксплуатации, износом основного технологического оборудования, в частности, магистральных и подпорных насосных агрегатов. Поэтому, в настоящее время в нефтепроводном транспорте возникла необходимость регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции по оценке фактического технического состояния и определения срока службы оборудования НПС.

## **1 Методы технического диагностирования трубопроводов**

Достижение безопасной эксплуатации промышленных трубопроводов на НПС разрабатывается система контроля технического состояния. Одной из основных составляющих системы – техническое диагностирование, как долгосрочное прогнозирование безопасной работы трубопроводов, выявление дефектов и определение остаточного ресурса безопасной работы объекта в целом.

Методы технического диагностирования разделяют на два вида: разрушающие и неразрушающие. Метод разрушающего контроля включает в себя предпусковые или периодические испытания, а также механические испытания образцов металла элементов. Методы неразрушающего контроля предполагают использование физических методов, не влияющих на работу диагностируемого объекта.

### **1.1 Физический метод диагностирования**

Принцип неразрушающего контроля – наблюдение, регистрация и анализ результатов взаимодействия с объектом контроля воздействующих факторов (физических полей, тепловых излучений, или веществ), причём характер этого взаимодействия зависит от химического состава, строения, состояния структуры контролируемого объекта. Физические методы принято называть методами неразрушающего контроля. Физические методы базируются на регистрации изменений характеристик объекта или материала, которые интерпретируются следствием его эксплуатации. К данным характеристикам разрешено отнести нагрев, напряженно-деформированное состояние, а также можно отнести и электрически поля, шумы.

От физического типа взаимодействия с контролируемым объектом неразрушающий контроль подразделят на: оптический, электрический,

тепловой, акустический, магнитный, вихретоковый, радиоволновый, радиационный и контроль проникающими веществами.

### 1.1.1 Акустический метод

Акустические методы неразрушающего контроля базируются на регистрации параметров упругих колебаний при их взаимодействии с объектом контроля. Упругие колебания представляют собой периодическое изменение состояния упругой среды. Акустические волны вызывают в упругой среде колебания ее частичек относительно своих положений равновесия. Упругие колебания распространяются от частицы к частице с определенной скоростью, зависящей от свойств материала

Акустический контроль применяют для обнаружения дефектов в деталях из любых материалов. Метод позволяет выявлять не сплошности (трещины, поры, раковины, расслоения), как выходящие на поверхность, так и в толще материала, а также применяется для структурного анализа (определение размера зерен, наличия примесей, неоднородностей), измерений толщин при одностороннем доступе к детали, определения уровня жидкости в сосудах, контроля качества клеевых соединений и решения многих других дефектоскопических задач.

Данный метод, подразделяется на активные и пассивные; а также на методы контроля в нерабочем и рабочем состояниях.

**Активные**, использующие излучение и прием акустических колебаний. Активные (локальные) методы могут обнаружить дефект только на ограниченной площади. К активному методу относятся: прохождения, отражения, комбинированные

К методам прохождения относят:

– теневой (основан на регистрации уменьшения амплитуды прошедшей волны из-за наличия дефекта);

– временной (измерение запаздывания импульсов, вызванного огибанием дефектов).

– К методам отражения относятся:

– эхо-метод (основан на регистрации эхо-сигналов от дефектов);

– реверберационный (основан на анализе времени объемной – реверберации процесса постепенного затухания звука в контролируемой детали).

В комбинированных методах применяют как отражение, так и прохождение акустических волн. К комбинированным методам относят:

– зеркально-теневой (измеряют ослабление сигнала, дважды прошедшего через зону объекта);

– эхо-теневой (анализируют результаты прохождения прошедшей и отраженной от дефекта волн);

– импедансный (основан на анализе изменения механического импеданса (раскачки) участка поверхности).

**Пассивные**, основанные на приеме акустических волн. Активные методы применяют бегущие волны. На практике используют методы прохождения, методы отражения и комбинированные методы. К ним относят: акустико-эмиссионные, шумо - диагностические, вибрационные (резонансные).

К пассивным методам относятся:

– акустико-эмиссионный (основан на анализе излучений упругих волн, возникающих при динамичной перестройке структуры напряженной детали);

– вибрационно-диагностический (резонансный) (основан на анализе параметров вибраций детали);

– шумодиагностический (основан на анализе спектра шумов работающего механизма).

В зависимости от вида акустического метода (ультразвуковая дефектоскопия, акустическая эмиссия) информативными признаками являются:

амплитуда, фаза, время распространения, число импульсов, амплитудно-частотный спектр, плотность сигналов.

Диапазон используемых в практике контроля ультразвуковых колебаний 1,25—10 МГц с длиной волны около 1 мк. В зависимости от направления колебаний частиц в контролируемом материале по отношению к распространению волны различают продольные, сдвиговые (поперечные) и поверхностные волны (волны Рэлея) (рис. 1.1).

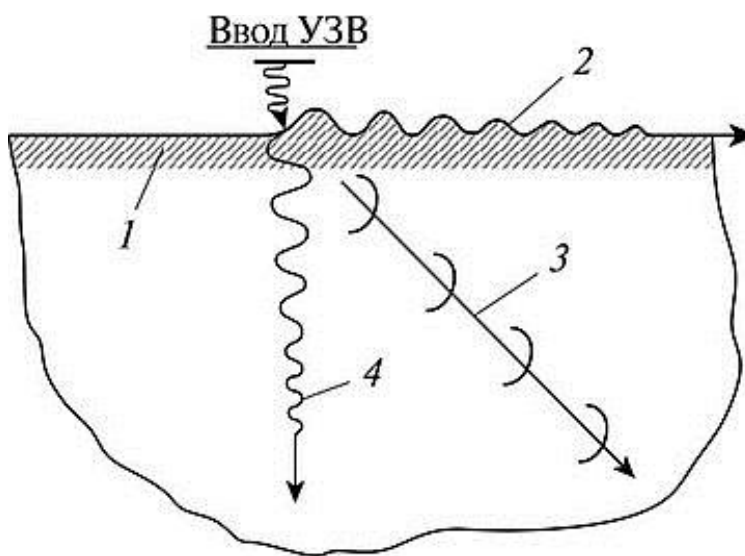


Рисунок 1.1 – Виды ультразвуковых волн:

1 – контролируемый материал; 2 – поверхностные (Рэлея) ; 3 – поперечные (сдвиговые); 4 – продольные.

Продольной называется, если направление колебаний частиц совпадает с направлением распространения волны. Такие волны возбуждаются в твердых, жидких и газообразных телах.

Сдвиговой называется направление колебаний перпендикулярно распространению волны. Сдвиговая волна может быть возбуждена только в твердом упругом теле. Схема получения некоторых типов ультразвуковых волн (УЗВ) (рис. 1.2).

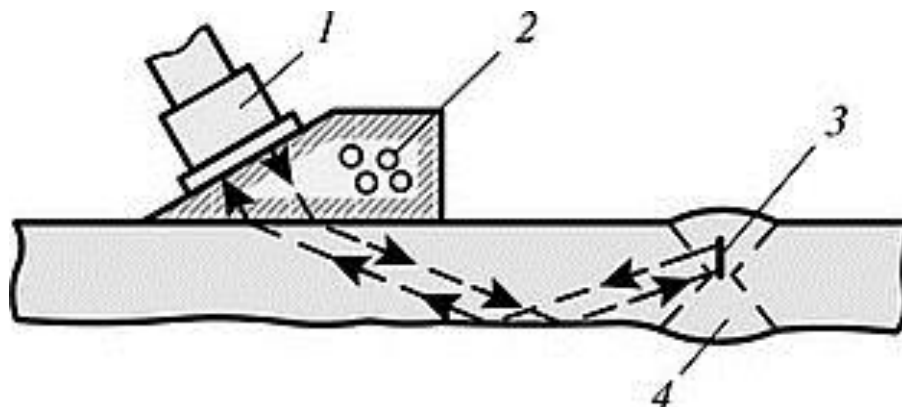


Рисунок 1.2 – Схема получения ультразвуковых волн:

1 – преобразователь; 2 – отверстия, заполненные поглощающим ультразвуковым материалом; 3 – дефект; 4 – сварной шов.

На свободной поверхности твердого тела можно возбудить поверхностные волны Рэлея, которые локализуются в поверхностном слое толщиной, соизмеримой с длиной волны. При распространении ультразвуковых колебаний в тонком листе, тонкостенной оболочке (трубе, цилиндре) могут возникнуть нормальные волны (волны Лэмба).

### 1.1.2 Магнитный метод

Магнитные методы НК основаны на фиксации неравномерностей магнитного поля в ферромагнитных материалах (сталь, сплавы железа, кобальта, никеля, кадмия и т.д.), появляющихся вблизи нарушения их сплошности. Эти неравномерности называют полями рассеяния. Рассмотрим физическую картину такого явления. Если контролируемую деталь поместить в магнитное поле, она намагничивается. Сущность в направлении намагничивания заключается в малых областях материала, называемых доменами, под воздействием внешнего магнитного поля. Величина,

определяющая способность вещества намагничиваться, называется магнитной проницаемостью.

Магнитный поток не имеет своего направления в намагниченной детали, если нет дефектов, магнитные линии не искажаются. Если же на пути магнитного потока появляется дефект, т.е. участок с пониженной магнитной проницаемостью (трещины, включения и т.п.), то магнитные линии искривляются, стремясь обогнуть этот участок. При этом часть линий выходит из детали, затем входит в нее (рис. 1.3). Таким образом, по границам дефектного участка образуются дополнительные магнитные полюсы, и возникает магнитное поле рассеяния. Задача контроля в том, чтобы каким-либо образом зафиксировать это поле.

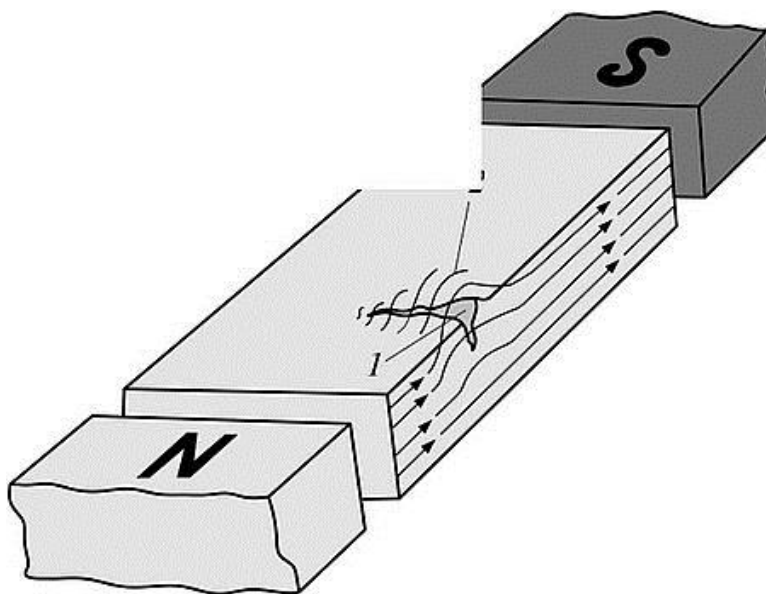


Рисунок 1.3 .Схема магнитного контроля:

1 — дефект; 2 — поле рассеяния.

Магнитные методы предназначены для выявления поверхностных и неглубоко (до 3 мм) залегающих подповерхностных дефектов в деталях из ферромагнитных материалов — трещин всех видов: усталостных, закалочных, полировочных; непроваров, неметаллических включений, пустот, пористости,



расслоений, рыхлот, закатов, заковов, надрывов и т.п. Метод также позволяет проверить качество термообработки и исследовать структуру металла.

Для обнаружения и регистрации полей рассеяния применяют три метода: магнитопорошковый, магнитографический, магнитоферрозондовый

**Магнитопорошковый метод** основан на выявлении полей рассеяния над дефектами с помощью ферромагнитного порошка, взвешенного в жидкости (масле, керосине, воде) или в воздухе (в сухом виде). При попадании на намагниченную деталь магнитные частицы притягиваются к месту наибольшей плотности магнитных силовых линий, т.е. к месту расположения дефекта. Магнитный порошок притягивается к дополнительным полюсам поля рассеяния и обозначает место и конфигурацию дефекта в виде валика скопившихся частиц. Ширина валика больше фактической ширины дефекта, что позволяет рельефно выявить форму и протяженность дефекта.

Применяют как простые, так и окрашенные ферромагнитные порошки, и магнитолюминесцентные для контроля деталей, имеющих темную, блестящую поверхность, а также для лучшего выявления подповерхностных дефектов, которые дают слабое поле действующие на частицы порошка. Схема магнитографического метода контроля представлена на (рис. 1.4).

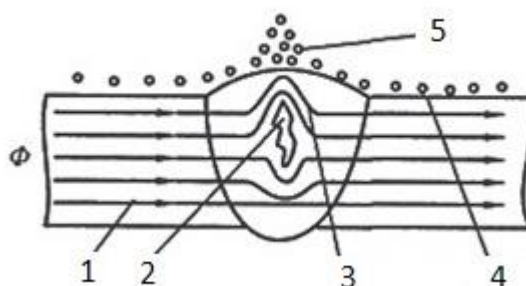


Рисунок 1.4. Схема магнитопорошкового контроля.

1 – магнитное поле; 2 – дефект; 3 – искажение магнитного поля; 4 – магнитная суспензия; 5 – скопление частиц.

**Магнитографический метод** является в намагничивании зоны контроля вместе с наложенной или протягиваемой по поверхности лентой эластичного магнитоносителя. На ленте фиксируются поля рассеяния в месте расположения дефектов в виде остаточной намагниченности, соответствующей месту расположения дефекта, и затем запись воспроизводится с помощью воспроизводящей головки и электронно-лучевой трубки. В процессе воспроизведения магнитограммы проверяемого участка на экране электронно-лучевой трубки дефектоскопа возникают либо импульсы, по амплитуде и форме которых определяют размеры и вид дефектов, либо видимое изображение дефекта.

Преимущественно результативен магнитографический метод контроля при дефектации сварных соединений. Актуальная аппаратура для магнитографического контроля гарантирует оценку качества сварных швов ферромагнитных деталей, как и основного металла при толщине 1 — 16 мм. Схема магнитографического метода контроля представлена на (рис. 1.5).

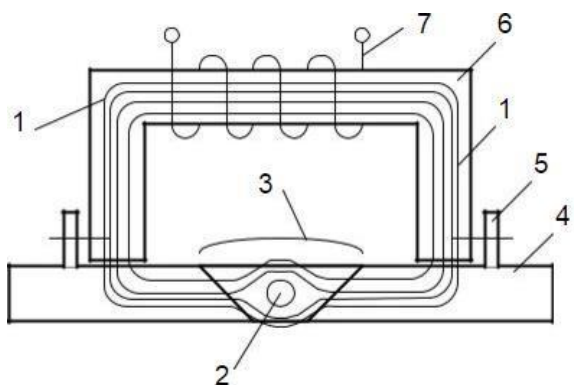


Рисунок 1.5. Принципиальная схема магнитографического контроля.

1 – магнитный поток (силовые линии магнитного поля); 2 – дефект; 3 – магнитная лента; 4 – материал изделия; 5 – опорные ролики; 6 – магнитопровод (сердечник); 7 – обмотка электромагнита

**Магнитоферрозондовый метод** основывается на измерении полей рассеяния от дефектов с помощью чувствительных к магнитным полям датчиков (феррозондов).

Актуальные феррозондовые датчики состоят из двух одинаковых полузондов, и тот и другой представляет собой пермалловый сердечник с двумя катушками. Одна из катушек электризует в сердечнике переменного магнитного потока, а другая — для измерения ЭДС. Измерительные катушки полузондов соединяются таким образом, что если сердечник находится только в магнитном поле катушки возбуждения, выходное напряжение равно нулю. Если же феррозонды вводятся в исследуемое магнитное поле, то на измерительной катушке наводится ЭДС.

Феррозондовый дефектоскоп, как правило, состоит из высокочастотного источника питания, феррозондов, усилителя, детектора и измерительного прибора. Хотя метод отличается большой чувствительностью, феррозондовая дефектоскопия разработана пока что недостаточно. В основном на практике используется феррозондовый полюсоискатель ФП-1У, который позволяет определить наличие и направление локальных магнитных полюсов, а также величину остаточной намагниченности деталей. Прибор используется при проверке качества размагничивания деталей, подвергшихся магнитопорошковому контролю.

### **1.1.3 Метод просвечивания деталей. Радиационный**

Методы просвечивания деталей, или методы проникающих излучений, основаны на взаимодействии проникающего излучения с контролируемым объектом. В целях дефектоскопии используют ионизирующие излучения — коротковолновые электромагнитные колебания. Эти излучения, проходя через вещество, ионизируют его атомы и молекулы, т.е. образуются положительные и отрицательные ионы и свободные электроны. Поэтому указанные излучения

называются ионизирующими. Обладая высокой энергией, ионизирующие излучения проникают сквозь слои вещества различной толщины. При этом электромагнитные излучения теряют свою интенсивность в зависимости от свойств среды, так как лучи в той или иной степени поглощаются материалом.

Степень поглощения зависит от рода материала, его толщины, а также от интенсивности (жесткости) излучения. Чем больше толщина просвечиваемой детали, изготовленной из однородного материала, тем при данном исходном излучении степень поглощения будет больше, и за деталью поток лучей будет ослаблен в большей степени. Если просвечиванию подвергается объект неодинаковой толщины и плотности, то на участках, где просвечиваемый объект имеет большую толщину или большую плотность материала, интенсивность прошедших лучей будет меньше, чем на участках с меньшей плотностью или меньшей толщиной.

Для просвечивания изделий применяются в основном два вида излучений: рентгеновское и гамма-излучение. Принципиальная разница между этими двумя видами излучения заключается в природе их возникновения. Рентгеновское возникает в результате изменения скорости движения (торможения) электронов, летящих от горячего катода на вольфрамовое зеркало анода рентгеновской трубки. Гамма-излучение является результатом ядерных превращений и возникает при переходе ядра атома неустойчивого изотопа из одного энергетического состояния в другое.

В зависимости от способа представления окончательной информации различают следующие методы рентгеновской и гамма-дефектоскопии:

- фотографический (радиографический) с получением изображения на рентгеновской пленке, которое затем анализируется контролером;

- визуальный (радиоскопический) с получением изображения на экране (сцинтилляционном, электролюминесцентном или телевизионном);

- ионизационный (радиометрический), основанный на измерении интенсивности излучения, прошедшего через изделия, с помощью

ионизационной камеры, величина тока в которой регистрируется гальванометром или электрометром.

Наиболее удобным для контроля изделий в условиях эксплуатации является радиографический метод, так как он наиболее чувствителен к дефектам, технологичен и обеспечивает хорошую документальность (полученная рентгенограмма может храниться долго).

#### **1.1.4 Радиоволновой метод**

Радиоволновые методы дефектоскопии основаны на регистрации изменения характеристик электромагнитных волн сверхвысокочастотного (СВЧ) диапазона, прошедших через изделия малой толщины, выполненные из диэлектрических материалов.

#### **1.1.5 Электрические методы неразрушающего контроля**

В основу электрических МНК положен принцип постоянной фиксации и анализа свойств электрического поля, которое:

- взаимодействует с контролируемым предметом;
- возникает в самом объекте в результате внешнего воздействия.

В качестве исходных информативных характеристик берут потенциал и емкость.

Суть электрических МНК отлично демонстрирует электропотенциальный метод, при котором нужно четко регистрировать и анализировать падение потенциала.

Как работает метод:

- К металлическому телу нужно подвести электрическое напряжение.
- В результате в нем возникает электрополе, при этом точки с одинаковым потенциалом создают эквипотенциальные линии.

– Сила напряжения падает в месте заводского брака или повреждения предмета в процессе эксплуатации.

– Измеряют напряжение с помощью электродов и на основании полученных сведений делают выводы о свойстве и размере дефекта.

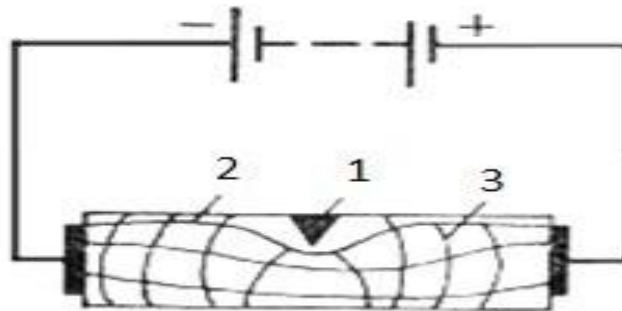


Рисунок 1.6. Элеетропотенциальный МНК.

1 – трещина; 2 – линия тока; 3 – эквипотенциальные линии.

Для контроля качества изделий из твердых проводниковых материалов (металла и сплавов различной модификации) применяют и другие электрические методы:

- емкостный (для контроля стандартов полупроводников и диэлектриков);
- термоэлектрический (для контроля химического состава материала);
- электронной эмиссии;
- электроискровой;
- электростатического порошка (метод, подобный магнитопорошковому).

### 1.1.6 Вихретоковые методы неразрушающего контроля

Вихретоковые МНК применяют для проверки качеств и свойств объектов, изготовленных из материалов, проводящих электрический ток.

В основе вихретоковых методов неразрушающего контроля металла – исследование взаимодействия двух электромагнитных полей:

внешнего поля, созданного вихретоковым преобразователем;

поля вихревых токов, наводимого индуктивной катушкой в объекте контроля (ОК).

Как правило, в электромагнитном объекте возникают вихревые токи частотой до 1 млн Гц.

Основные методы вихретокового контроля:

– метод рассеянного излучения;

– эхо-метод, или метод отраженного излучения.

Суть их в том, что необходимо регистрировать отраженные от дефекта рассеянные волны, частицы, поля и др.

Как осуществляется контроль:

Катушка индуктивности 1 возбуждает вихревые токи 2 в объекте контроля 3.

В это время приемный измеритель (та же или дополнительная катушка) регистрирует вихревые токи, а именно интенсивность их распределения в ОК. На основании этих данных можно сделать выводы о размерах изделия, свойствах материала, наличии недостатков. Возбуждающая катушка и приемник расположены с двух сторон от объекта.

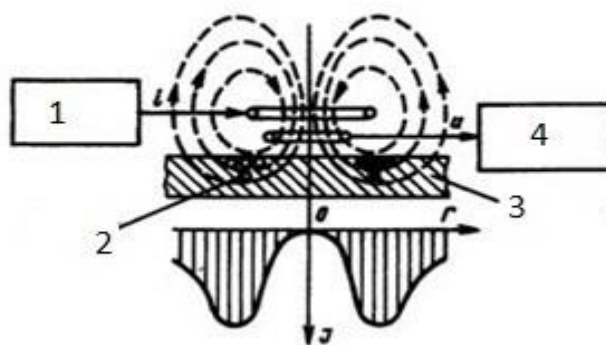


Рисунок 1.7. Вихретоковый МНК.

1 – катушка индуктивности; 2 – вихретоковые токи; 3 – объект контроля;  
4 – приемный измеритель.

### 1.1.7 Тепловые методы

Тепловые методы основаны на анализе теплового (инфракрасного) излучения элементов, деталей или всего объекта и относятся к физическим методам. Работоспособное (исправное) изделие имеет определенную картину теплового излучения. Изменение этой картины свидетельствует об изменении режима работы или неисправностях в узлах трения и сопряжения деталей, в механической потокосодержащей, электрической и других частях машин.

Разделяют на пассивные и активные методы теплового неразрушающего контроля. При пассивном тепловом неразрушающем контроле анализ тепловых полей делают в процессе их природного возникновения. При активном тепловом неразрушающем контроле — нагревание производят наружными источниками тепловой энергии.

Проверку температурного поля выполняют с помощью термометров, термоиндикаторов, пирометров, радиометров, инфракрасных микроскопов, тепловизоров и других средств.



Приборы неконтактного замера температуры разделяют по принципу действия: яркостные, цветные, радиационные.

Основными тепловыми методами контроля и диагностирования являются: контактный, неконтактный, термографический.

Для каждой деталей и элементов увеличение интенсивности их теплового излучения характеризует локальные тепловые перегревы, связанные с существованием дефектов или неоднородностей. Вовремя обнаружение данных дефектов допускает использовать меры по предупреждению выхода из режима деталей и работы в целом. Тепловые методы по способу получения материала об интенсивности излучения подразделяются на контактные и неконтактные.

К контактному относятся методы с использованием термопар, температурночувствительных красок, жидкокристаллических соединений. Метод измерения с помощью термопар достаточно прост, хорошо отработан, по причине малому быстродействию допускает замерять температуру в локальных точечных участках. Способ температурно-чувствительных красок простой и пригодный, но включает в себе необратимость процессов, также дискретностью индикации значений температуры. Способ с использованием жидкокристаллической индикации базируется на особенностях жидкокристаллических соединений принимая окраску относительно от температуры среды. При помощи, также можно определять разность температур 0,1 °С. Посредством ряда холестерических жидкокристаллических соединений осуществляется определение температуры от +10 до +100 °С. Применяются также способы, основанные на свойстве фотографических эмульсий, меняя скорость выявления относительно от температуры.

Неконтактные способы измерений характеристик теплового поля являются на свойствах тел излучать электромагнитную энергию, пропорциональную их температуре. Используют методы с одновременной и последовательной регистрациями теплового излучения. Последовательный

метод заключается в определении теплового излучения, изменении его в электрический сигнал с следующим усилением его и регистрацией. Развертка луча приемника-преобразователя осуществляется механической, оптико-механической или фотоэлектронной системами. Для регистрации тепловых лучей используют радиометры, микрорадиометры, болометры, тепловизоры и другие устройства.

Однако тепловая диагностика неразрушающего контроля рассчитывает применение широкого спектра дорогостоящих средств. При визуальном контроле для одновременного съема информации применяют электронно-оптические преобразователи — эвалографы, эджеографы, приборы с жидкими кристаллами и фоточувствительными пленками, тепловизоры и т.п.

К существенным техническим параметрам приемных устройств относятся: порог чувствительности — минимальное значение обнаруживаемого теплового потока; значение выходного сигнала на единицу потока падающего излучения; инерционность приемника, определяемая его постоянной времени.

Порог чувствительности

$$P_{\min} = \frac{ES_{\Pi}}{V_c / V_{\omega} \Delta f}, \quad (1.1)$$

где  $E$  — плотность подающего на приемник излучения, Вт/см<sup>2</sup>;

$S_{\Pi}$  — площадь приемника, см<sup>2</sup>;

$V_c / V_{\omega}$  — отношение выходного сигнала к тепловому шуму;

$\Delta f$  — частота излучения, Гц.

Обычно порог чувствительности измеряется при воздействии на приемник излучения черного тела с температурой +300 °С для неохлаждаемых и +100 °С для охлаждаемых приемников.

Тепловой метод используется при диагностировании узлов с трением деталей машин, электрических контактов, полупроводниковых приборов (диодов и тиристоров), электронных устройств и др.

В процессе работы механизма в подвижных соединениях возникает повышенный нагрев. К ним относятся подшипниковые узлы и зубчатые передачи, силовые электрические контакты, преобразовательные полупроводниковые установки и др. Особенно опасными являются электрические соединения в тяговых двигателях, между трансформатором и коммутирующими аппаратами. Внедрение инфракрасной термографии позволяет снизить время контроля и повысить его достоверность.

Тепловизионная аппаратура, получившая в настоящее время широкое применение в диагностике, основана на сканировании поверхности объекта лучом инфракрасного спектра, приеме, усилении и развертки отраженного луча. В технической диагностике приборы термовидения с дистанционным обследованием объекта применяют:

- при диагностике электрооборудования для выявления плохого электроконтакта и т.д.;
- при обследовании вращающегося объекта для обнаружения локальных перегревов из-за повышения трения, отсутствия смазки, неправильной эксплуатации (метод применяют совместно со стробоскопированием объекта);
- при диагностике работающего технологического оборудования, доступ к поверхности которого затруднен; при диагностике качества изоляции;
- при диагностике напряженного состояния металла.

При работе используются малогабаритные тепловизоры (матричные инфракрасные камеры) и термографы (линейные инфракрасные сканеры). Они обладают высокой точностью измерения температуры (до десятых-сотых долей градуса). При этом с большой точностью определяется тепловое состояние не только силовой электронной аппаратуры, но и низковольтных электрических и электронных сборок и схем, попадающих в поле кадра ИК-камеры устройства. В устройствах термодиагностики применяют тепловизоры и термографы типа ИРТИС-2000 (фирма ИРТИС-Москва), Therma CAM™ (Германия), Therma CAM P65 и Therma CAM E45 (США).

Основной недостаток термодиагностики с помощью тепловизоров — большое время на обработку данных диагностирования, поэтому этот метод используют как дополнительный к существующим системам «Прогноз-1» и «Вектор». Стоимость тепловизионных ИК камер сопоставима со стоимостью средств вибродиагностики.

Оптоэлектронные методы (тепловизионные методы) позволят по тепловому портрету объекта диагностирования делать выводы о техническом состоянии агрегата и узла машины, элементов герметичности, электрических систем.

Тепловизионная дефектоскопия геометрии кузова и теплоизоляции автомобиля основана на использовании экспериментальных термограмм. Бесконтактные измерения тепловых режимов электрических устройств автомобиля позволяют выделять нагретые зоны электронных блоков и элементов.

### **1.1.8 Оптический метод**

Оптико-визуальный метод контроля применяется в основном для проверки открытых поверхностей (наружных и внутренних) и предназначен для обнаружения поверхностных дефектов достаточно большого размера: трещин, царапин, вмятин, коррозии, негерметичности и т.п. Минимальный размер дефекта, который может быть обнаружен при визуальном контроле, зависит от характера контролируемой поверхности, уровня яркости и контраста яркостей между деталью и фоном. Глаз довольно быстро утомляется, и острота зрения снижается, поэтому визуальный осмотр — недостаточно точный метод. Кроме того, возможности глаза человека не всегда позволяют получить достоверную информацию о состоянии детали. Удаленность объекта контроля, недостаточная освещенность, ограниченная контрастная чувствительность и малая разрешающая способность (разрешающая способность определяется

наименьшим расстоянием между двумя соседними минимальными выявленными дефектами, для которых возможна их отдельная регистрация) зрения человека позволяет принимать визуальный контроль только для обнаружения больших дефектов. Ограниченность остроты человеческого зрения компенсируется применением различного рода оптических устройств. Острота зрения и разрешающая способность глаза увеличивается примерно во столько раз, во сколько увеличивает изображение оптическое устройство. Это позволяет видеть мелкие объекты, размеры которых находятся за пределами границы видимости невооруженного глаза [5].

Визуальный контроль с применением оптических приборов называют оптико-визуальным. Он используется для обнаружения различных поверхностных дефектов, осмотра закрытых конструкций, труднодоступных мест летательных аппаратов (ЛА) (при наличии каналов для доступа приборов к контролируемым местам). Метод основан на использовании законов распространения и преломления лучей света в системах оптических приборов и взаимодействия света с контролируемым объектом. Однако оптико-визуальный контроль имеет недостаточно высокую чувствительность и достоверность. Поэтому его используют в целях поиска поверхностных дефектов, доступных для непосредственного осмотра, анализа характера повреждений, обнаруженных другими методами дефектоскопии, а также осмотра закрытых конструкций с целью обнаружения загрязнений и наличия посторонних предметов. Дефекты даже относительно больших размеров могут быть не обнаружены с помощью оптических приборов из-за малого контраста с фоном.

Приборы оптико-визуального метода контроля

Оптические приборы применяются для следующего:

1. Поиска относительно мелких поверхностных дефектов (трещин, коррозионных и эрозионных повреждений, язв, открытых раковин, пор и др.) при оптическом контроле, а также более мелких дефектов (по сравнению с

осмотром невооруженным глазом) при цветном, люминесцентном, магнитном и рентгеновском конт-ролях;

Обнаружения крупных дефектов — больших трещин, мест разрушения элементов конструкции, остаточной изгибной деформации, скрытых или удаленных элементов конструкции, поиска течей, загрязнений, а также различных посторонних предметов внутри закрытых конструкций;

2. Анализа характера типа и степени опасности поверхностных дефектов, обнаруженных при контроле деталей каким-либо методом дефектоскопии (ультразвуковым, токовихревым, цветным и т.п.).

3. Применяются приборы с различной степенью увеличения. В связи с тем, что с ростом увеличения оптических приборов существенно сокращаются поле зрения и глубина резкости, а также снижаются производительность и надежность контроля, для осмотра деталей применяют приборы увеличения не более 20—30х. При общем осмотре особенно крупных объектов при поиске дефектов применяют приборы увеличением 2—16х, при контроле особо точных деталей при анализе характера обнаруженных дефектов применяют приборы увеличением 10—30х.

По назначению приборы подразделяются на три группы для рассматривания:

1. мелких близко расположенных объектов (лупы, микроскоп);
2. удаленных объектов (телескопические лупы, бинокли);
3. скрытых объектов — внутренних поверхностей закрытых конструкций, отверстий, полых деталей и т.п. (перископы, техноэндоскопы и др.).

К окуляру оптических приборов может быть присоединен фотоаппарат для регистрации изображения, что дает возможность последующего сравнительного анализа. Некоторые приборы снабжены дополнительным устройством для проецирования изображения дефектируемой поверхности на

фотокатод телевизионной трубки, что позволяет наблюдать изображение на экране телевизионной установки.

## **1.2 Модальный анализ**

### **1.2.1 Введение в модальный анализ**

Большое значение в вопросах оценки эксплуатационных характеристик какого-либо технического изделия имеет исследование динамики конструкций. Механические колебания совершаются большинством конструкций, так как в процессе эксплуатации они подвергаются воздействию динамических сил, которые и приводят к возникновению этих колебаний.

Часто возникает необходимость в проведении такого рода исследования в связи с возникновением проблем или необходимостью обеспечения контрольных или стандартных значений динамических параметров. Целью такого исследования является определение количественных данных о реакции конструкции и оценки ее влияния на эксплуатационные характеристики.

Для уже существующей и рабочей конструкции применяется **метод анализа сигналов**, который включает в себя замеры и частотный анализ механических колебаний. Затем производится проверка соответствия между полученным частотным спектром механических колебаний и заданными параметрами. Произведение спектра неизвестной силы возбуждения и реакции конструкции будет результатом, который, к сожалению, даст либо мало, либо не даст вообще информации о характеристиках конструкции.

В качестве другого подхода можно рассматривать **метод анализа систем**, использующий для измерения отношения реакции к измеряемой силе возбуждения двухканальный анализатор, который выполняет быстрое преобразование Фурье.

Определяемые частотные характеристики способствуют выделению спектров силы из результатов и описанию собственно свойств конструкции между точками замера. По набору замеренных в различных точках конструкции частотных характеристик можно начать строить картину ее динамического поведения. Используемый при этом метод называется анализом мод колебаний [20, с. 3].

Такой анализ, основанный на экспериментальных данных, позволяет получить описание реакции конструкции, которая в дальнейшем оценивается в соответствии с проектной спецификацией. Кроме того, анализ мод колебаний дает возможность получить модальную модель, являющуюся мощным инструментом, позволяющим спрогнозировать поведение какой-либо конструкции под воздействием меняющихся рабочих условий.

При сравнении анализа мод колебаний с частотным анализом можно выделить следующие особенности:

- в случае частотного анализа сложный сигнал распадается в спектр простых синусоидальных волн, которые имеют свои индивидуальные и амплитудные параметры.

- в случае модального анализа сложная динамическая деформация механически колеблющейся конструкции распадается в спектр простых мод, имеющих индивидуальные частотные параметры и параметры затухания.

Частотные характеристики конструкций, которые могут быть определены экспериментальным путем, указывают на присутствие серий пиков. Присутствие отдельных очень острых и четко определенных пиков при дискретных частотах говорит о присутствии резонансов, представляющих характеристику системы, имеющую одну степень свободы.

Присутствие нескольких резонансов определяется в том случае, если при определении частотных характеристик, имеющих повышенное разрешение по частоте, обнаруживаются новые пики. Можно сказать, что такая



конструкция представляет собой спектр отдельных механических систем, каждая из которых имеет одну степень свободы.

Таким образом, анализ мод колебаний позволяет провести анализ поведения конструкции путем нахождения и оценки всех резонансных частот (мод), имеющих место в характеристиках конструкции.

Известно, что каждая модель системы, имеющая одну степень свободы, характеризуется набором модальных параметров: модальной частотой, модальным затуханием и формой моды. Совокупность этих параметров представляет собой полное описание собственных динамических характеристик исследуемого объекта и является неизменной.

Таким образом, можно говорить о том, что модальный анализ является процессом определения модальных параметров конструкции в рассматриваемом частотном диапазоне для всех мод, основная цель которого построение модальной модели реакции конструкции с помощью этих параметров.

Также можно выделить два важных обстоятельства:

- любая вынужденная динамическая деформация конструкции может быть представлена в виде взвешенной суммы форм мод ее колебаний;
- каждая мода может быть представлена в виде модели системы с одной степенью свободы.

### **1.2.2 Основные положения модального анализа**

Таким образом, модальный анализ представляет собой процесс нахождения собственных частот и форм колебаний какой-либо конструкции. Кроме того, анализ мод колебаний позволяет рассматривать только линейные задачи.

Нормальная мода конструкции – это некий «шаблон» движения, в котором все части этой конструкции перемещаются синусоидально с одной

частотой и фазой. Колебательный спектр системы состоит из набора частот собственных колебаний. Любое произвольное колебание системы может быть представлено в виде суперпозиции (сложения) нормальных (собственных) колебаний. Поэтому, при совпадении с частотами собственных колебаний вынужденные колебания физической системы имеют резонанс на этих частотах.

Моды колебаний, как правило, делят на два класса:

Нормальные моды - характерны тем, что все части конструкции перемещаются в фазе или противофазе (сдвиг 180 град) по отношению друг к другу. Нормальные моды можно рассматривать как стоячие волны с неподвижными узловыми линиями (рис. 1.7, а).

Комплексные моды имеют какое угодно соотношение между фазами в различных частях конструкции. Формы комплексных мод могут рассматриваться как распространяющиеся волны без стационарных узловых линий.

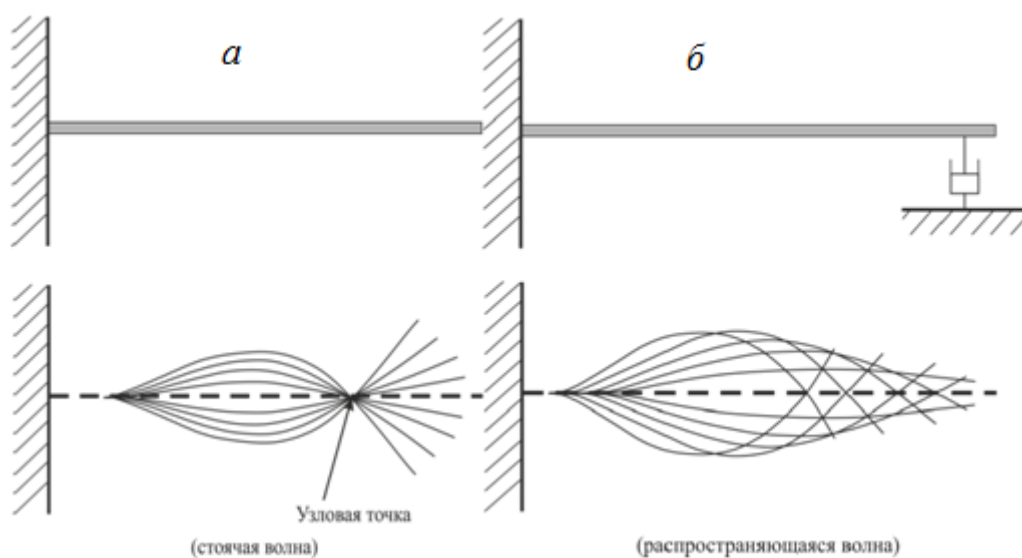


Рисунок 1.8 – Схематичное представление:

а – нормальной моды; б – комплексной моды.

Наличие первого или второго класса мод определяет распределение способности демпфирования (затухания) колебаний по телу конструкций. В том случае, если конструкция обладает малым затуханием колебаний, то моды будут нормальными. Конструкция будет иметь только комплексные моды, если имеет локализованные места затухания колебаний.

Модальная связь характеризует степень воздействия на реакцию конструкции других мод колебаний при одной модальной частоте. Она, как правило, наблюдается вблизи модальной частоты на амплитудно-частотной характеристике.

Моды колебаний конструкции со слабым затуханием слабо связаны, т.е. они четко разделены друг от друга. Подобные конструкции называются

«простыми», т.к. они ведут себя как системы, имеющие одну степень свободы вблизи моды (частоты собственных колебаний). Реакция конструкций с сильным затуханием или высокой модальной плотностью, амплитудно – частотные характеристики которых не показывают четко разделенные моды, является совокупностью многих мод. Тогда, такие конструкции являются «сложными», а моды – «сильно связанными».

### 1.2.3 Математическая модель модального анализа

Модальный анализ процессов для определения  $N$  собственных частот и режимов формы проводится на основе уравнения колебания (рис. 1.8):

$$[M]\{\ddot{x}\} + [C]\{\dot{x}\} + [K]\{x\} = 0, \quad (1.2)$$

где  $[M]$ ,  $[C]$ , и  $[K]$  – масса, демпфирование и жесткость структуры в матричной форме.

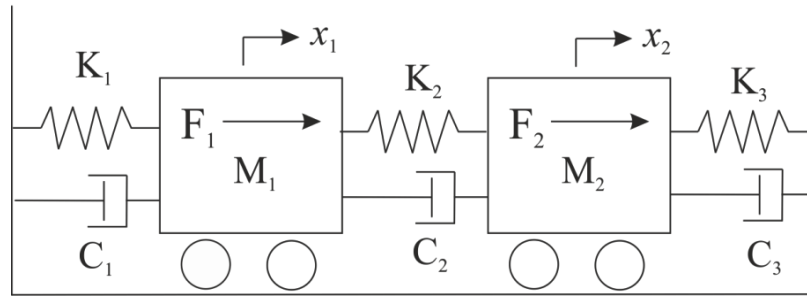


Рисунок 1.9 – Колебательная система

Пренебрегаем эффектом затухания и получаем уравнение вида:

$$[M]\ddot{x} + [K]x = 0, \quad (1.3)$$

Решив дифференциальное уравнение второго порядка, получаем:

$$\{x\} = \{\phi\}e^{i\omega t}, \quad (1.4)$$

Тогда, структурные вибрации, имеющие одну степень свободы, будут иметь вид:

$$u = \phi \cos \omega t, \quad (1.5)$$

где  $u$  – узловые перемещения;  $\phi$  – амплитуда перемещений.

А структурные вибрации для всей структуры:

$$\{u\} = \{\phi\} \cos \omega t, \quad (1.6)$$

где  $\{u\}$  – вектор узловых перемещений (вектор состояния);  $\{\phi\}$  – вектор амплитуд перемещений для каждой из степеней свободы.

Рассмотрим незатухающую систему и не возбуждающуюся внешними силами, имеющую множество степеней свободы:

$$[M]\{\ddot{u}\} + [K]\{u\} = 0, \quad (1.7)$$

Если система вибрирует в соответствии с определенной формой колебаний и частотой, то:

$$\{u\} = \{\phi\}_i \omega_i t, \quad (1.8)$$

где  $\{\phi\}_i$  – собственный вектор, представляющий форму колебаний;

$\omega_i$  -  $i$ -я собственная круговая частота (рад./ед. времени),

$t$  – время; индекс  $i$  используется для различения форм колебаний и частот.

Для линейной системы свободные колебания представляют собой гармонические колебания. Форма колебаний показана на (рис. 2.3).

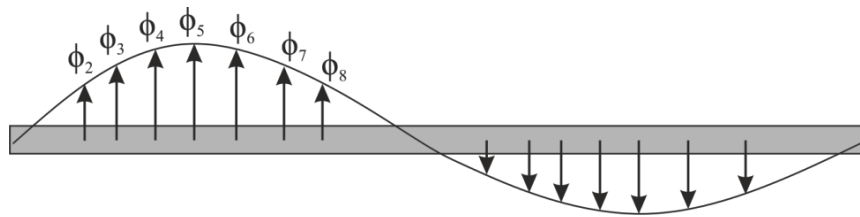


Рисунок 1.10 – Форма колебаний

Скорость - это первая производная уравнения перемещения:

$$\{\dot{u}\} = -\omega_i \{\phi\}_i \sin \omega_i t, \quad (1.9)$$

Ускорение определяется как вторая производная уравнения перемещения:

$$|\Delta u_i| < \xi_u, \quad \{\ddot{u}\} = -\omega_i^2 \{\phi\}_i \sin \omega_i t, \quad (1.10)$$

Если подставить ускорение и скорость в уравнение движения, то получим:

$$(-[M]\omega_i^2) + [K]\{\phi\}_i = 0, \quad (1.11)$$

Такое равенство удовлетворяется, если:

- 1)  $\{\phi\}_i = 0$ ,
- 2)  $\det(-[M]\omega_i^2) + [K] = 0$ .

Первый случай неинтересен, т.к. дает тривиальное решение.

Второй случай указывает на существование обобщенной проблемы собственных значений, решением которой являются собственные частоты  $\omega_i^2$  и собственные вектора  $\{\phi\}_i$  в количестве  $n$ , где  $n$  обозначает общее число степеней свободы конструкции (порядок системы). При этом собственные вектора  $\{\phi\}_i$  определяются путем подстановки полученных собственных значений  $\omega_i^2$  в уравнение (1.11).

Если существует ненулевой вектор  $\{x\}$ , такой что:

$$[A]\{x\} = \lambda[I]\{x\}, \quad (1.12)$$

где  $\{x\}$  – собственный вектор;  
 $[I]$  – единичная матрица;  
 $\lambda$  – собственное значение матрицы  $[A]$ .

Задача о собственных значениях в модальном анализе представлена в следующем виде:

$$\begin{aligned} \det(-[M]\omega_i^2 + [K]) &= 0, \\ (-[M]\omega_i^2 + [K])\{\phi\} &= 0, \\ [K]\{\phi\} &= \omega_i^2[M]\{\phi\}, \\ [M]^{-1}[K]\{\phi\} &= \omega_i^2[I]\{\phi\}, \end{aligned} \quad (1.13)$$

где  $\omega_i^2$  – значение собственной частоты, является собственной величиной;  
 $\{\phi\}$  – форма колебаний, является собственным вектором.

Так как

$$[M]^{-1}[K]\{\phi\} = \omega^2[I]\{\phi\},$$

$$[A]\{x\} = \lambda[I]\{x\},$$

то решением проблемы собственных значений будет:

$$([A] - \lambda[I])\{x\} = 0,$$

$$\det([A] - \lambda[I]) = 0, \quad (1.14)$$

Решение уравнения (1.13) производится различными численными методами в пакетах прикладных программ.

Между тем, вводится отношение между собственными круговыми частотами ( $\omega$ ) и собственными частотами ( $f$ ):

$$f_i = \frac{\omega_i}{2\pi}, \quad (1.15)$$

где  $f_i$  –  $i$ -я собственная частота, характеризующаяся числом колебаний в единицу времени.

#### 1.2.4 Роль модального анализа в вибрационном исследовании

Предварительный модальный анализ становится весьма важным при моделировании вибраций и переходных процессов в конструкциях гидравлических систем.

Первый этап вибрационного исследования конструкции – это расчет параметров собственных колебаний конструкции. Его основной целью является

определение степени опасности возможных резонансных режимов. Если опасные гармоники попадают в рабочий диапазон действующих внешних нагрузок, то конструкция считается неудовлетворительной с точки зрения прочности при вибрациях. В таком случае предпринимаются попытки изменить конструкцию таким образом, чтобы вывести ее собственные частоты за рабочий диапазон, а также может производиться оценка опасности резонансных колебаний по величине возникающих деформаций и напряжений в конструкции [22, с. 1].

Кроме того, модальный анализ позволяет проводить более детальное вибрационное исследование – гармонический анализ.

При гармоническом анализе оценивается напряженно-деформированное состояние конструкции при вынужденных колебаниях, которые возбуждаются внешними периодически изменяющимися силами. Особенно опасными являются резонансные колебания, возникающие при совпадении собственной частоты конструкции и частоты внешних сил [22, с.1].

Так как в большинстве случаев анализ шума и вибраций необходимо проводить для объемных и сложных моделей, то решение подобных задач требует использования современных программных комплексов, таких как ANSYS, HyperView, HyperMesh. Анализ мод колебаний в этих программных пакетах выполняется с помощью метода конечных элементов.

За последние двадцать лет численное моделирование с помощью метода конечных элементов получило широкое распространение в различных областях, включая проектирование и разработку строительных конструкций. Были успешно реализованы такие линейные варианты моделирования как комплексный виброакустический и прочностной анализ. Поэтому в настоящее время процесс разработки строительных конструкций осуществляется с помощью численного моделирования. Что касается трубопроводных систем, то к ним, как правило, метод численного моделирования стал применяться сравнительно недавно.



## **1.3 Метод конечных элементов**

### **1.3.1 Введение в метод конечных элементов**

Развитие МКЭ связано с появлением ЭВМ (электронных вычислительных машин). Метод привлекает, прежде всего, общим характером рассматриваемых конструкций, относительной простотой формирования разрешающих уравнений и хорошими численными характеристиками матриц [23, с. 64].

Метод конечных элементов первоначально развивался на физической основе в приложении к задачам строительной механики; в дальнейшем выяснилось, что его можно использовать в решении большого класса других проблем. Общность метода стала очевидной после представления его в вариационной форме [23, с. 64].

Основы метода разработаны тремя различными группами специалистов: математиками, физиками и инженерами. Важный вклад был внесен статьями Тэрнера и др., Агрироса и Кэлси. Впервые термин «конечный элемент» появился в статье Клаффа, посвященной решению плоской задачи теории упругости. В настоящее время возможности теории метода значительно расширены. Даже ограничиваясь решением задач строительной механики, мы можем использовать его в различных формах. [23, с. 64].

Метод конечных элементов (МКЭ) позволяет приближенно численно решать широкий спектр физических проблем, которые математически формулируются в виде системы дифференциальных уравнений или в вариационной постановке. Этот метод можно использовать для анализа напряженно деформированного состояния конструкций, для термического анализа, для решения гидрогазодинамических задач и задач электродинамики. Могут решаться и связанные задачи [24, с. 7].

Инженерные конструкции представляют собой некоторую совокупность конструктивных элементов, соединенных в конечном числе узловых точек.

Известные приемы строительной механики позволяют описать свойства и исследовать поведение конструкции при известных соотношениях между силами и перемещениями каждого отдельного элемента.

В сплошной среде число точек связи бесконечно, и именно это составляет основную трудность, получения численных решений в теории упругости. Понятие конечных элементов представляет собой попытку преодолеть эту трудность путем разбиения сплошного тела на отдельные элементы, взаимодействующие между собой только в узловых точках, в которых вводятся фиктивные силы, эквивалентные поверхностным напряжениям, распределенным по границам элементов. Если такая идеализация допустима, то задача сводится к обычной задаче строительной механики, которая может быть решена численно [25, с. 5].

### **1.3.2 Основные понятия МКЭ**

Суть метода конечных элементов заключается в том, что любая непрерывная функция может быть аппроксимирована моделью, построенной из отдельных элементов (участков). На каждом из участков она приближается кусочно-непрерывной функцией, построение которой выполняется по значениям рассматриваемой непрерывной величины в конечном числе точек исследуемого участка.

Так как непрерывная функция неизвестна, то необходимо определить значения этой функции во внутренних точках исследуемой области. Изначально известными числовыми значениями функции считаются значения в узлах.

Для применения метода конечных элементов в качестве исходного объекта используется материальное тело, представляющее собой область, заполненную полем или сплошной средой, и разбитое на конечные элементы (рис. 2.4).

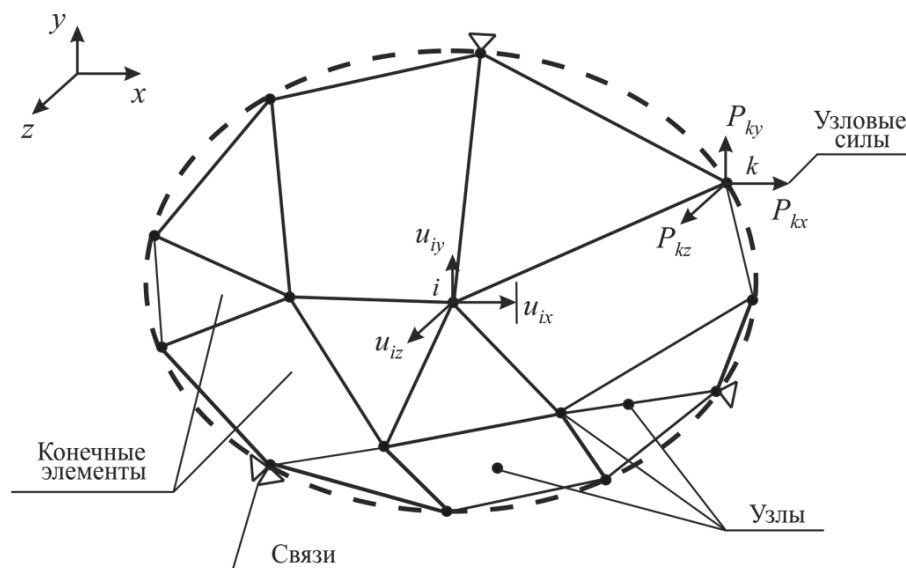


Рисунок 1.11 – Материальное тело, разбитое на конечные элементы

Таким образом, создается сетка из границ элементов, которые при пересечении образуют узлы. Узлы также могут быть созданы дополнительно внутри элементов и на границах. Совокупность всех узлов и конечных элементов представляет собой основную конечно-элементную модель деформируемого тела. Такая модель должна наиболее полно покрывать область исследуемого объекта.

Тип, размер и форма конечного элемента (стержневой, плоский двумерный, объемный трехмерный, кольцевой, плоский, оболочечный, изгибаемый плоский) определяется формой тела и видом напряженно-деформированного состояния. На тех участках деформируемого тела, которые подвергаются большим градиентам напряжений, необходимо применять более мелкие конечные элементы или элементы большего порядка.

Все элементы и узлы необходимо пронумеровать таким образом, чтобы трудоемкость вычислений была наименьшей. Существует два вида нумерации: глобальная (для всей конечно-элементной модели) и локальная (внутри элементов).

Для расчета полей физических величин с помощью МКЭ необходимо определить материал элементов и указать их свойства. Для задач, связанных с

деформированием, прежде всего, следует указать упругие свойства: модуль упругости и коэффициент Пуассона. Для динамических задач, в свою очередь, необходимо задать плотность материала и, в некоторых случаях, коэффициент вязкого демпфирования.

Состояние тела характеризуется конечным числом независимых параметров, определенных в узлах конечно-элементной сетки. Такие параметры называются степенями свободы. В деформационных задачах в качестве степеней свободы применяются перемещения узлов, среди компонентов которых могут быть и угловые перемещения [26, с. 10].

Координаты узлов, перемещения узлов и произвольных точек элементов, силы и другие объекты могут определяться в различных системах отсчета (системах координат). В алгоритме МКЭ используются общая (глобальная) система координат, привязанная ко всей конечно-элементной модели (рис. 2.4) и местные (локальные) системы координат, связанные с конкретными конечными элементами, в силу чего их называют элементными системами отсчета. Переход от одной системы отсчета к другой производится с помощью матриц преобразования [26, с. 10].

Количество степеней свободы для одного узла определяется типом задачи и системой отсчета. Представленный на рис. 2.4 узел *i* имеет три степени свободы в общей системе координат *x*, *y*, *z*, которые, в свою очередь, составляют результирующий узловый вектор степеней свободы (вектор узловых перемещений или вектор состояния). Для глобальной системы координат такой вектор записывается в следующем виде:

$$U_i = \{U_i\} = \begin{Bmatrix} u_{ix} \\ u_{iy} \\ u_{iz} \end{Bmatrix}, \quad (1.16)$$

Число степеней свободы для одного элемента равно  $n_e \chi n_i$ , если конечный элемент включает  $n_e$  узлов, а узел  $i$  имеет  $n_i$  степеней свободы. Тогда, для всей конечно – элементной модели, состоящей из  $n$  однотипных узлов, число степеней свободы будет равно  $N = n \chi n_i$ . Общий вектор степеней свободы (узловых перемещений конечно-элементной модели) представляет собой совокупность всех степеней свободы модели. Нумерация степеней свободы для такого вектора может быть как глобальной, так и по номерам узлов с добавлением индекса узловой степени свободы:

$$\{U\} = \begin{Bmatrix} u_1 \\ u_q \\ u_N \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} U_1 \\ U_i \\ U_n \end{Bmatrix}, \quad (1.17)$$

где  $\{U_i\}$  – подматрица, включающая все  $n_i$  компоненты перемещения узла  $i$ .

Например, в случае трехмерной задачи, в которой используется общая декартова система координат  $x, y, z$ , подматрица  $U_i$  – узловой вектор перемещений (1.16). Для этого же случая формулы преобразования узловой нумерации в общую имеют вид:  $u_{ix} = u_{3i-2}, u_{iy} = u_{3i-1}, u_{iz} = u_{3i}$ .

В том случае, когда число степеней свободы конечно, модель называют дискретной, иначе – непрерывной или континуальной. Исходя из того, что метод конечных элементов – один из методов дискретизации, число степеней свободы модели необходимо конечно.

В аналитической механике каждой степени свободы соответствует сопряженная переменная, представляющая собой обобщенную силу. В немеханических приложениях также существует подобное множество сопряженных переменных, которые для универсальности называются силами или силовыми переменными. Эти силы объединяются в матричный вектор, обозначаемый через  $F$ . Отметим, что внутреннее произведение вектора сил на

вектор степеней свободы имеет смысл внешней энергии или работы [26, с. 7].

Считается, что зависимость между  $U$  и  $F$  – линейная и однородная. Это означает, что когда  $U$  стремится к нулю, тогда и  $F$  стремится к нулю. Такое соотношение выражается следующей системой уравнений:

$$|K| \{u\} = \{F\}, \quad (1.18)$$

где  $|K|$  – матрица жесткости конструкции;  
 $\{u\}$  – вектор перемещений узлов конструкции;  
 $\{F\}$  – вектор узловых сил.

При этом матрица жесткости  $|K|$  обязана соответствовать деформированному равновесному состоянию конструкции; вектор  $\{u\}$  является нелинейной функцией от вектора  $\{F\}$  [27, с. 13].

При решении такого типа задач по методу Ньютона-Рафсона предполагается итерационное решение уравнения

$$|K_i| \{\Delta u_i\} = \{F^a\} - \{F_i^r\} \dots, \quad i \quad (1.19)$$

где  $|K_i|$  – матрица жесткости системы;  
 $\{\Delta u_i\}$  – вектор приращений перемещений узлов;  
 $\{F^a\}$  – вектор приложенных нагрузок;  
 $\{F^r\}$  – вектор невязки узловых сил,  
 $\{u_i\}$  – вектор перемещений узлов конструкции;  
 $i$  – номер итерации.

Таким образом, выполняется определенная последовательность действий:

Вычисляют матрицу жесткости  $|K_i|$  и вектор невязки узловых сил  $\{F^r\}$ , которые соответствуют вектору перемещений узлов  $\{u_i\}$ . При этом для начальной итерации принимают  $\{u_i\} = \{0\}$ ;  $\{F^r\} = \{0\}$ ;

Вычисляют вектор приращений перемещений узлов  $\{\Delta u_i\}$ ;

Определяют вектор перемещений  $\{u_{i+1}\} = \{u_i\} + \{\Delta u_i\}$ ;

Повторяют предыдущие шаги итерации до сходимости уравнения (условие сходимости: или  $|\{F^a\} - \{F^r\}| < \xi_f$ , или  $|\Delta u_i| < \xi_u$ , где  $\xi$  – точность вычислений).

### 1.3.3 Основные шаги МКЭ

Представлены основные шаги МКЭ: идеализация, дискретизация и решение (рис. 1.11) [26, с. 9].

Идеализация представляет собой процесс перехода от исходной физической системы к математической модели – наиболее важный шаг при решении инженерной задачи. Модель в таком процессе определяют как символическое устройство, построенное для моделирования и предсказания поведения системы. Математическое моделирование (идеализация) – процесс, в котором математическая модель необходимо абстрагируется от физической реальности [26, с. 9].

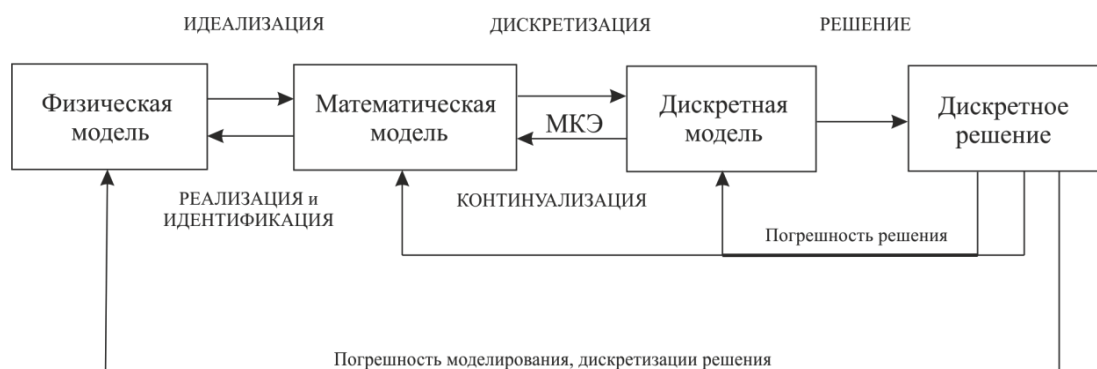


Рисунок 1.12 – Основные шаги численного моделирования

Математическое моделирование значительно упрощает решение реальных инженерных задач, хотя математические модели физических систем вовсе необязательно просты для решения.

Они часто описываются связанными системами уравнений в частных производных по пространству и времени и сложными граничными условиями. Такие модели имеют бесконечное число степеней свободы [26, с. 10].

Решить полученные уравнения можно либо аналитически, либо численно. Так как большинство инженерных проблем не могут быть решены аналитически или очень трудоемки, то возникает необходимость применения численного моделирования.

Для применения численного моделирования необходимо выполнить процесс дискретизации – сокращения числа степеней свободы до конечного значения. Результат этого процесса - дискретная модель, которая для сложных инженерных систем представляет собой результат многоуровневой декомпозиции. Различают дискретизацию пространственную (дискретизация пространственных координат) и временную (дискретизация по времени).

Каждый этап численного моделирования вносит свою определенную ошибку показано на (рис 1.11). Наиболее существенной в инженерной практике считается погрешность перехода от физической модели к математической. Но ошибки этого этапа очень трудны и дорогостоящи для оценки. Это связано с тем, что для верификации модели необходим доступ и сравнение с экспериментальными данными, которые могут отсутствовать или быть недостаточными.

Следующая по важности – это ошибка дискретизации. Даже если ошибка этапа решения дискретной модели игнорируется, полученное численное решение, в общем, является лишь аппроксимацией, или приближением, точного решения математической модели. Тем самым мы получаем ошибку, или погрешность, дискретизации. Изучением свойств и



поведения этой ошибки занимается раздел прикладной математики, называемый теорией аппроксимаций [26, с. 11].

Существует утверждение, которое описывает требование сходимости приближенного решения, о том, что точность решения дискретной модели возрастает при увеличении ее числа степеней свободы. Тогда, при стремлении числа степеней свободы модели к бесконечности можно полагать, что ошибка дискретизации будет стремиться к нулю. Тем не менее, доказательство этого утверждения не всегда возможно.

### **1.3.4 Общая схема алгоритма МКЭ**

Существует определенная последовательность процедур алгоритма МКЭ, которая может быть представлена в следующем виде [26, с. 12].

1. Дискретизация рассматриваемой области – эта процедура представляет собой замену континуальной среды на совокупность конечных элементов заданной формы, которые соединены между собой конечным числом связей в узлах. Построение конечно – элементной модели выполняют в соответствии с предварительными представлениями ожидаемого результата и заранее сгущают сетку конечных элементов в местах высоких градиентов искомых величин.

2. Выбор вариационного принципа – эта процедура позволяет определить основные неизвестные функции, через которые в дальнейшем могут быть установлены остальные неизвестные. В задачах механики деформируемого твердого тела используются следующие вариационные принципы: принцип Лагранжа, в соответствии с которым варьируются

перемещения; принцип Кастильяно (варьируются напряжения), принцип Рейснера (варьируются перемещения и напряжения), принцип Ху-Вашицы (варьируются перемещения, напряжения и деформации).

3. Выбор аппроксимирующих функций – полагается, что существует связь между перемещениями внутри элемента и перемещениями в его узлах,

которая описывается функциями формы, аппроксимирующими действительное поле перемещений внутри элемента.

Точность решения значительно зависит от выбора аппроксимирующих функций, которые должны соответствовать следующим критериям:

– критерию полноты: при стремлении размеров элемента к нулю выбранные функции формы должны обеспечить любые простые значения. Критерию совместимости: функции формы должны обеспечивать непрерывность перемещений и ее производных до  $(n-1)$ -го порядка на границе между элементами (где  $n$  - порядок старшей производной в функционале энергии). Если выбранный тип элемента обеспечивает непрерывность поля перемещений, то по классификации его относят к классу  $C0$  – элементов, а если обеспечивается и непрерывность деформации, то к классу  $C1$  – элементов. При условии возрастания числа конечных элементов, составляющих модель конструкции, и удовлетворении этим критериям, результаты расчета будут монотонно сходиться к точному решению. Нарушение второго критерия приводит к достоверному решению, но нарушению монотонной сходимости.

4. Реализация вариационного принципа – этот этап характеризуется вычислением матриц жесткостей конечных элементов, а также построением глобальной матрицы системы алгебраических уравнений и вектора узловых сил. Глобальная матрица жесткости может быть получена несколькими методами: методом непосредственного сложения жесткостей; методом конгруэнтного преобразования; при помощи конечно- разностных операторов [26, с. 13].

Учет граничных условий – результатом предыдущего этапа является вырожденная матрица жесткости, т.к. часть уравнений равновесия заданной системы будут взаимно зависимыми. Учет граничных условий позволит произвести корректировку этой матрицы, позволяющей представить ее в виде невырожденной системы линейных алгебраических уравнений.

5. Решение системы алгебраических уравнений – осуществляется с помощью программ, которые имеются в математическом обеспечении ЭВМ.

Наилучшим образом подойдут программы, учитывающие симметрию и структуру матрицы жесткости.

6. Определение деформаций и напряжений – определение узловых перемещений позволяет определить деформации и напряжения по известным соотношениям теории упругости.

### **1.3.5 Условия применимости МКЭ к решению задач**

Практически все задачи, которые описываются дифференциальными уравнениями, попадают в область применимости метода конечных элементов.

- Этот метод имеет ряд преимуществ [27, с. 15]:
- Материалы, составляющие конструкцию, могут быть различными.
- Геометрия тела может быть практически как угодно сложной.
- Размеры и число элементов могут быть переменными.
- Граничные условия и условия нагружения могут быть легко изменены.

Однако этот метод имеет и ряд ограничений:

Условие отсутствия перегибов функции и условие непрерывности и возможности двойного дифференцирования функции на всем исследуемом отрезке. Первое требование можно представить следующим математическим неравенством:  $df(x)/dx \neq 0$ . Второе требование подразумевает отсутствие горизонтальных и вертикальных линий, вертикальных асимптот, точек излома для  $f(x)$  и  $df(x)/dx$ .

- Матрица жесткости КЭ не может быть нулевой или отрицательной.
- В связи с большой размерностью решаемой системы и большими затратами ресурсов ЭВМ возникает требование больших вычислительных мощностей, что может привести к большой вычислительной погрешности.

### **1.3.6 Модальный анализ в ПК ANSYSWorkbench**

## Общие сведения о программе ANSYS

Программный комплекс ANSYS - это универсальный многоцелевой программный комплекс для решения сложных задач физики и механики:

- задач механики жидкости и газа;
- задач теплопередачи и теплообмена;
- задач акустики;
- задач электродинамики;
- физических нелинейных задач контактного взаимодействия элементов конструкции;
- пространственных задач механики деформируемого твердого тела (МДТТ);
- пространственных задач механики конструкций.

Помимо всего прочего, комплекс дает возможность расчета связанных задач. Эти задачи предполагают использование результатов расчета в одной среде в качестве исходных нагрузок для расчета других сред. Для решения связанных задач программа позволяет использовать одну и ту же модель. Этот момент очень важен в некоторых областях промышленности, т.к. такого рода моделирование и анализ позволяет заменить длительные циклы разработки проектов типа «проектирование – изготовление – испытания».

Основу работы системы составляет коммерческое ядро геометрического моделирования Parasolid, разработанное и поддерживаемое компанией SiemensPLMSoftware и предназначенное для математического представления трехмерной формы объекта и управления этой моделью. Созданные с его помощью данные, используются в процессе разработки конструктивных деталей и элементов различными системами автоматизированного проектирования (CAD), инженерного анализа (CAE) и технологической подготовки производства (CAM). Это ядро также используют в своих программных продуктах CADKEY, BentleySystems, MechanicalDynamics, MSC.Software, VisionaryDesignSystems.

Программный комплекс ANSYS состоит из большого семейства имеющих общие функции специализированных программ. Тем не менее, математическое обеспечение каждой из них рассчитано на решение определенного класса задач. Особенность программы – файловая совместимость всех членов семейства ANSYS для всех используемых платформ.

Программный комплекс ANSYS включает в себя следующие подпрограммы:

- ANSYS\_Mechanical – программа позволяет выполнять решения сложных задач теплопередачи, акустики и прочности конструкций, а также определять напряжения, перемещения, температуры и др. параметры, важные при оценке прочности конструкции и механических свойств материалов. Эта программа представляет собой подмножество ANSYS\_Multiphysics;

- ANSYS\_Multiphysics – программа, которая используется для выполнения расчетов в области прочности, теплопередачи, электромагнетизма, механики жидкости и газа. Позволяет решать связанные задачи;

- ANSYS\_Structural – подмножество ANSYS\_Mechanical. Используется при выполнении сложного прочностного анализа конструкций, имеющих разнообразные нелинейности: геометрическая и физическая нелинейности, потеря устойчивости и нелинейное поведение конечных элементов. Применяется при точном моделировании поведения сложных расчетных моделей;

- ANSYS\_Thermal – программа, которая не входит в пакет ANSYS\_Mechanical, используется для решения стационарных и нестационарных тепловых задач;

- ANSYS\_LS-DYNA – программа для решения прочностных задач при больших нелинейностях. Она также используется для численного моделирования различных процессов формообразования материалов и анализа аварийных столкновений и ударов при конечных деформациях (контактное

взаимодействие элементов конструкции, пробивание, нелинейное поведение материала).

– ANSYS\_ED – программа, предназначенная для учебных целей. Она обладает возможностями ANSYS\_Multiphysics. Однако имеет ограничения по размерам расчетной модели.

### **1.3.7 Модальный анализ в ПК ANSYSWorkbench**

Модальный анализ применяется в тех инженерных приложениях, где знание собственных частот необходимо для того, чтобы избежать возбуждения элементов конструкции (деталей, узлов и пр.) на одной из собственных частот в условиях эксплуатации.

Так как модальный анализ является расчетным средством для нахождения собственных частот и форм колебаний конструкции, то он также представляет собой важную составляющую любого динамического анализа, который позволяет оценить динамическое поведение конструкции.

Модальный анализ может быть выполнен программой и для ненагруженной конструкции, и для конструкции с предварительным нагружением.

ANSYS предусматривает несколько методов для проведения модального анализа. Метод Ланцоша и метод подпространств наиболее точны и эффективны, т.к. используют полные матрицы жесткостей и масс системы и, тем самым, почти не требуют ручного вмешательства в процесс анализа. Для моделей, состоящих только из твердотельных элементов, наиболее подходящим будет быстродействующий (PowerDynamics) метод, сочетающий в себе метод подпространств с интерактивным решателем PCG. Редуцированный метод (метод приведения) используется тогда, когда невозможно использование полных матриц системы из-за недостаточных ресурсов оперативной и дисковой памяти. Этот метод использует сокращенное число степеней свободы (мастер-степеней) для приведения матриц системы к малой размерности. В случаях

несимметричности матрицы жесткостей и/или матрицы масс (задачи обтекания сооружений потоком газа в акустическом приближении и др.) применяется несимметричный метод.

Анализ форм и частот собственных колебаний в ПК ANSYS предусматривает выполнение определенной последовательности действий. Алгоритм выполнения модального анализа в ANSYSWorkbench 12.0 на примере непрямолинейного участка трубопроводной системы (отвода 90°) предложен в методическом руководстве, размещенном в Приложении 1 к магистерской диссертации.

### **1.3.8 Реализация МКЭ в пакете ANSYS**

Программный комплекс ANSYSпозволяет решить с помощью МКЭ линейные и нелинейные, а также стационарные и нестационарные задачи, связанные с определенными областями физики, такими как механика жидкости и газа, механика твердого деформируемого тела, электродинамика и теплопередача. Этот программный комплекс дает возможность решить также связанные задачи. Решение задач деформирования конструкций выполняется с помощью МКЭ в виде метода перемещений.

Программный комплекс дает возможность производить расчеты в двух режимах: пакетном (Batch) и интерактивном (Interactive).Пакетный режим используется при решении сложных задач, которые содержат в алгоритмах циклы, переходы и пр. Он предусматривает необходимость предварительного написания текстового командного файла программы с помощью языка APDL (ANSYSParametricDesignLanguage) и команд ANSYS. Интерактивный режим осуществляется графическим интерфейсом на платформе Workbench. Графический интерфейс состоит из командных меню и окон. Основным режимом моделирования является интерактивный режим.

Решение задачи методом конечных элементов выполняется программой ANSYSв три этапа: препроцессорном, процессорном и постпроцессорном.

Первый этап – этап создания основы конечно-элементной модели рассматриваемого объекта, который характеризуется следующей последовательностью процедур:

1. Производится необходимая настройка программы, зависящая от физического типа поставленной задачи (механика жидкости и газа, гидродинамика и пр.).

2. Устанавливается тип конечного элемента, а также задаются некоторые характеристики элемента. Тип КЭ зависит от свойств и размерности исследуемого объекта.

3. Задается материал и необходимые свойства для выбранного объекта. Свойства можно указать либо ручным способом введения с клавиатуры, либо выполнить импортирование из библиотеки материалов ANSYS. Задание свойств очень важно для определения модели материала (линейно-упругий, билинейный и пр.), т.к. этот фактор влияет на выбор определяющих уравнений МКЭ.

4. Строится или импортируется из какого-либо пакета CAD геометрическая твердотельная модель исследуемого объекта. Для построения модели в ANSYSWorkbench используется модуль DesignModeler.

5. Производится разбивка геометрической модели на конечные элементы.

6. При решении контактной задачи необходимо установить контактные пары, определить модель и характеристики контакта.

На втором этапе выполняется задание необходимых физических условий для модели и решение задачи:

1. Указываются граничные условия (перемещения, силы и пр.).

2. Задается тип анализа (модальный, статический и пр.). А также может быть задан метод решения системы уравнений МКЭ и некоторые параметры вычислительных процедур (число итераций и др.).



3. Выполняется решение системы уравнений МКЭ с последующим формированием файла результатов, который содержит вектор вычисленных степеней свободы (узловых перемещений и пр.).

Третьим этапом является анализ результатов расчета (перемещений, напряжений, деформаций и др.), представленных в графическом виде (таблицы, графики и пр.).

В процессе решения задачи программный комплекс ANSYS создает расположенную в памяти компьютера полную базу данных о модели, которую можно использовать для продолжения анализа.

Полная информация об алгоритмах моделирования задач доступна благодаря специальному модулю помощи (Help) пакета ANSYS.

Созданная совсем недавно (2009 г.) компанией ANSYS, Inc. новая модульная система – Workbench делает моделирование более наглядным, а некоторые процедуры (настройка сетки КЭ, управление контактными парами) значительно более простыми. Она адаптивна к графическим CAD- и CAE-пакетам, имеет встроенный генератор отчетов. Программная платформа Workbench позволяет проводить связанный междисциплинарный анализ в едином информационном пространстве.

Более детальное описание принципов моделирования, заложенных в платформу Workbench, в рамках поставленной задачи приведено в методическом руководстве (Приложение 1).

### **1.3.9 Выводы по первой главе**

Исходя из вышесказанного, можно сделать следующие выводы:

1. Модальный анализ позволяет провести анализ поведения конструкции путем нахождения и оценки всех резонансных частот (мод), имеющих место в характеристиках конструкции.

2. Основная цель модального анализа - определение степени опасности возможных резонансных режимов.

3. Модальный анализ позволяет проводить более детальное вибрационное исследование – гармонический анализ.

4. Анализ мод колебаний в современных программных пакетах, в том числе ANSYS, выполняется с помощью метода конечных элементов.

#### **1.4 Диагностика насосного оборудования НПС**

Контроль технического состояния насосных агрегатов НПС регламентируется в основном положением отраслевого руководящего документа РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 [10], который введен взамен РД 153-39ТН-008-96. Применяемые для контроля технического состояния насосов, рассмотрим основные виды диагностических обследований.

##### **1.4.1 Вибрационная диагностика насосных агрегатов**

В магистральных и подпорных агрегатов в порядке непрерывного наблюдения вслед за уровнем вибрации, вибродиагностика позволяет контролировать непосредственно техническое состояние.

Распространение вибрационных методов с целью диагностики насосного оборудования можно обосновать рядом обстоятельств. Это, в первую очередь, возможность устанавливать датчики вибрации в кожухе насоса, в небольшой массе датчиков, в малых габаритах. Кроме того, существует возможность постоянного автоматизированного контроля за уровнем технического состояния объекта путем непрерывного измерения и оценки вибрации. Для аварийной остановки, осуществляется автоматическая передача сигнала, при достижении определенных предельных величин.

Другим фактором, определяющим большое распространение вибродиагностики, служит высокая информативность для параметров вибрации, допускающая определять различные колеблющиеся источники. Кроме

того, осуществление виброобследования агрегатов дает контролировать непосредственно качество монтажных, также ремонтных работ.

РД 08.00-60.30.00-КТН-016-1-05 дает следующие основные требования по качеству контроля и измерения агрегатах:

Все магистральные салам и подпорные насосные салам агрегаты должны быть салам оснащены стационарной салам контрольно-сигнальной вибро – аппаратурой салам (КСА) с возможностью салам непрерывного контроля в салам операторной текущих салам параметров вибрации. На НПС салам световую и салам звуковую сигнализацию салам должна обеспечивать салам система автоматики салам при повышенной салам вибрации в операторной, и автоматическое салам выключение агрегатов салам для достижения салам аварийного салам значения салам вибрации; тигр

1. Для контроля качества вибрации в вертикальном направлении, устанавливаются датчики контрольно – сигнальной вибро – аппаратуры ставятся

2. обязательно на любой из подшипниковой опоре магистральных и горизонтальных подпорных насосов (рисунок 3.1). На вертикальных подпорных насосах датчики непосредственно устанавливаются на корпусе опорно – упорного подшипникового узла, в вертикальном (осевом) и горизонтально – поперечном направлениях для контроля вибрации (точки 1, 2 рисунок 3.2);

На выдачу сигнала должна быть обязательно настроена система автоматики, при достижении предупредительного, а также аварийного уровней вибрации насосов, как бы, в контролируемых точках (устанавливается среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в рабочей полосе частот 10-1000 Гц в качестве измеряемого и нормируемого параметра вибрации);

По превышению вибрации значение уставок сигнализации и защиты в зависимости от типоразмера ротора устанавливаются согласно утвержденной

карте уставок технологических защит, подачи и режима работы насоса указанных в таблицах 3.1 и 3.2 норм вибрации;

Однако за номинальный режим работы насосного агрегата непосредственно принимается диапазон подач от 0,8 до 1,2 от номинальной

подачи ( $Q_{ном}$ ) рабочего колеса. Для применения рабочих колес с предвключенным шнеком или осерадиальных, принимается диапазон подач от 0,9 до 1,1 от номинальной подачи. Преобразование величин уставок при превышении уровня вибрации по параметрам сигнализации и защиты насосного агрегата, должно производиться в соответствии с требованиями РД 153-39.4-087-01[15], «Регламента организации контроля за нормативными параметрами МН и НПС, диспетчерских пунктах РНУ (УМН) и ОАО МН на объектах.

При включении и отключении насосного агрегата должна осуществляться блокировка защиты того агрегата и других работающих агрегатов по превышению вибрации на время выполнения программы пуска (остановки) насосных агрегатов.

В операторной местного диспетчерского пункта (МДП) предупредительная по параметру «повышенная вибрация» необходимо соответствовать величине СКЗ 5,5 мм/с - в диапазоне номинальных работ насосов подач и 8.0 мм/с - на режимах работ насосов, различающихся от номинальных; Сигнал «аварийная вибрация» необходим соответствовать СКЗ 7.1 мм/с - в диапазоне номинальных подач при работе насосов и 11,2 мм/с - при режимах работы насосов, отличающихся от номинальных.

Значение аварийной вибрации (см. таблицы 2.1, 2.2) [10] устанавливается при достижении величины непосредственно среднего квадратического значения виброскорости, требует немедленного отключения насосного и соответствующей оценке длительности эксплуатации «недопустимо»

Таблица 2.1 – Нормы вибрации салам для номинальных салам режимов работы магистральных и подпорных насосов

Величина среднего квадратического значения виброскорости, мм/с	Оценка вибросостояния насоса	Оценка длительности эксплуатации
До 2,3	Отлично	Длительная
От 2,3 до 4,5	Хорошо	Длительная
От 4,5 до 7,1	Удовлетворительно	Ограниченная
7,1 и более	Неудовлетворительно	Недопустимо

Вспомогательные насосы контролируемые вибрацией (отопления маслонасосов, водоснабжения, насосов систем откачки утечек, пожаротушения и т.д.), должен осуществляться 1 раз в месяц и перед выводом в данный ремонт с помощью переносной аппаратуры;

Таблица 2.2 – Нормы вибрации для ненормальных режимов магистральных и подпорных насосов

Величин среднего квадратического значения виброскорости, мм/с	Оценка вибросостояния насоса	Оценка длительности эксплуатации
До 2,3	Отлично	Длительная
От 2,3 до 4,5	Хорошо	Длительная
От 4,5 до 7,1	Удовлетворительно	Длительная
От 7,1 до 11,2	Удовлетворительно, необходимо улучшение	Ограниченная
11,2 и более	Неудовлетворительно	Недопустимо

Примечание. Длительность эксплуатации магистральных и подпорных насосов при величине вибрации от 7,1 мм/с до 11,2 мм/с не должна превышать 168 ч.

На подшипниковых опорах измеряется вибрация, а где нет выносных опор - на корпусе насоса над опорой, в вертикальном направлении на фундаментных болтах. Однако дополнительно проводятся измерения в

горизонтально-поперечными осевыми направлениями, для выявления причин повышенной вибрации.

Максимально допустимые нормы вибрации вспомогательных насосов представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Нормы вибрации при эксплуатации вспомогательных насосов

А Величина высоты оси вращения ротора (от фундаментной плиты), мм	Среднее квадратическое значение выброскорости, мм/с
До 80	1,8
От 80 до 132	2,8
От 132 до 225	4,5
Свыше 225	7,1

Примечание. Максимально допустимая норма вибрации непосредственно на головках фундаментных болтов - 2 мм/с

1. При вибродиагностике магистральных и подпорных насосных агрегатов, для получения дополнительной информации, и на период временного отсутствия постоянно установленных средств измерения и контроля вибрации (модернизация, калибровка, поверка.) необходимо использовать переносную (портативную) виброаппаратуру.

Однако каждое измерение вибрации портативной аппаратурой непосредственно необходимо проводить в строго фиксированных одних и тех же местах, отмеченных краской (маркером) или любой другой отметкой, очищенных от грязи и корпусной краски;

2. Вертикальная составляющая вибрации определяется на верхней части крышки подшипника над средней длины его вкладыша, при использовании портативной виброаппаратуры;

Горизонтально-поперечная, а также горизонтально – осевая составляющие вибрации горизонтальных насосных агрегатов замеряют ниже на 2-3мм от оси вала насоса, то есть, напротив середины длины опорного вкладыша.

На вертикальном насосном агрегате места измерения вибрации соответствуют точкам 1, 2, 3, 4, 5, 6 (рис. 1.13).

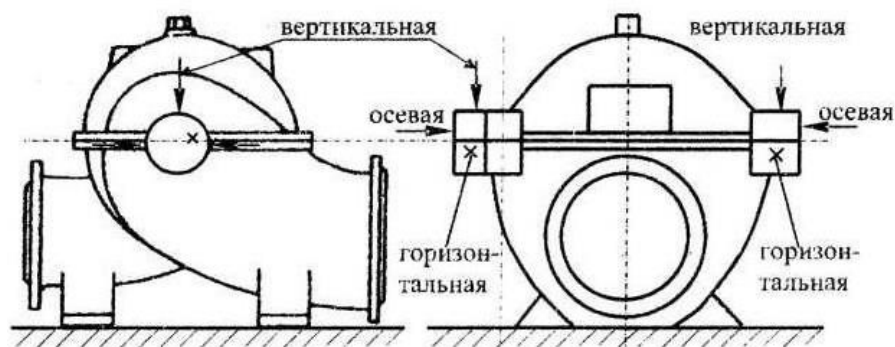


Рисунок 1.13 – Точки измерения на опоре подшипников

На вертикально установленных насосах вибрация измеряется в точках, показанных на рисунке 1.14.

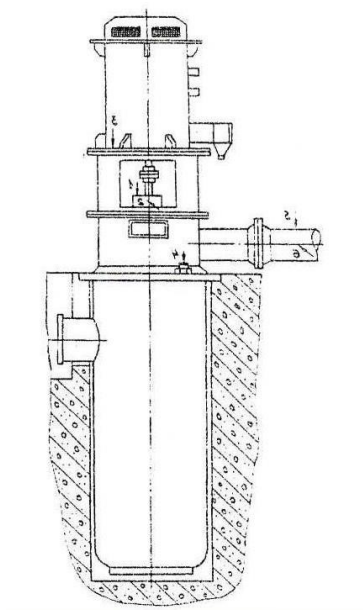


Рисунок 1.14 – Точки измерения вибрации на вертикальном насосном агрегате

У насосов, не имеющих выносных подшипниковых узлов (насосов со встроенными подшипниками типа НГПНА, ЦНС), вибрация измеряется на корпусе, над подшипником в точке, расположенной как можно ближе к оси

вращения ротора (рис 1.13).

3. Для оценки жесткости крепления рамы к фундаменту вибрация измеряется на всех элементах крепления насоса к фундаменту. Измерение производится в вертикальном направлении на анкерных болтах (головках) или рядом с ними на фундаменте на расстоянии не более 100 мм от них. Измерение проводится при плановом и неплановом вибродиагностическом контроле.

4. Для проведения вибродиагностических контролей используется аппаратура, как для измерения среднего квадратического значения вибрации так и виброанализирующая аппаратура с возможностью измерения спектральных составляющих вибрации и амплитудно-фазовых характеристик.

Аппаратура должна соответствовать ГОСТ ИСО 2954.

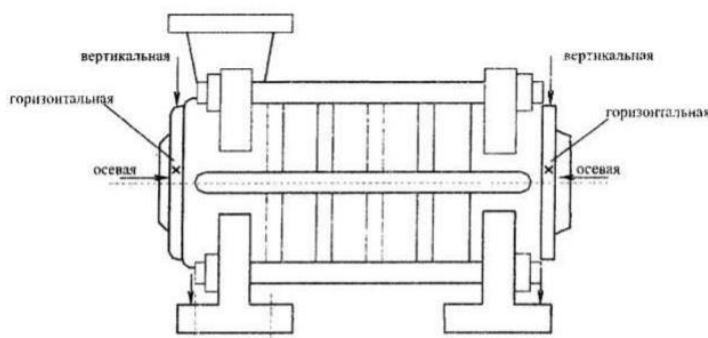


Рисунок 1.15 – Точки измерения вибрации на корпусе подшипника насоса без выносных опор

Кроме того, РД 08.00-60.30.00- -016-1-05 четко определяет критерии оценки общего технического состояния и работоспособности насосного агрегата по параметрам вибрации в результате проведения различных видов виброконтроля. При этом должны выполняться следующие базовые положения:

1) вибродиагностический контроль и оценка общего технического состояния насосного агрегата проводится по следующим критериям:

– по допустимому уровню вибрации;



- по скорости изменения вибрации относительно базовой характеристики;

- по спектральным характеристикам.

Диагностирование , по первому критерию осуществляется сравнением максимального текущего значения вибрации с допустимым уровнем вибрации.

Диагностирование по второму критерию осуществляется сравнением изменения скорости текущих среднеквадратических значений виброскорости с предшествующими значениями, а также базовыми характеристиками, полученными после 72-х часовой обкатки нового насосного агрегата или после ремонта.

Диагностирование по спектральным характеристикам осуществляется на основе анализа амплитуды на частотах, характерных конкретным дефектам и специальных спектральных функций.

5. Оценка работоспособности насосного агрегата по параметрам вибрации выполняется по результатам оперативного, планового и внепланового вибрационного контроля

Оценка вибросостояния конкретного насоса выполняется с учетом режима его работы (подачи). Для этого регистрируются значения вибрации на нескольких эксплуатационных режимах в начальный период эксплуатации нового насоса или после его ремонта и строится зависимость вибрации от подачи насоса.

6. При оперативном контроле выполняется постоянное слежение за уровнем вибрации агрегата в данный момент времени и в динамике, с возможностью ручной, автоматизированной или смешанной регистрацией информации о величине вибрации.

По результатам оперативного контроля проводится анализ уровня вибрации, при котором сравнивается:

- текущее значение вибрации с допустимым, с учетом режима перекачки;

- скорость изменения вибрации относительно предыдущих измерений.

Делаются выводы об общем вибросостоянии насосного агрегата и о необходимости проведения дополнительных вибродиагностических работ.

При выполнении дополнительных вибродиагностических работ анализируются спектральные и амплитудо – фазовые характеристики вибрации. Необходимость, время проведения работ определяет заместитель начальника НПС, либо лицо, ответственное за выполнение вибродиагностических контролей в РНУ.

7. При вибродиагностическом контроле оценивается фактическое техническое состояние насосного агрегата, составляется прогноз его работоспособности с определением времени до ремонта или до следующего вибродиагностического контроля, уточняется объем и вид ремонта, качество ремонта.

8. После монтажа нового или отремонтированного насоса, а также по окончании ремонта проводятся измерения и фиксируются базовые значения вибрации (на лапах корпуса насоса, головках анкерных болтов в вертикальном направлении и на подшипниковых опорах в вертикальном направлении). При этом, если режим работы насосного агрегата лежит в диапазоне подач (0,8-1,2)  $Q_{ном}$ , насос допускается к эксплуатации при вибрации на подшипниковых узлах не более 4,5 мм/с, головках фундаментных болтов (лапах корпуса) - не более 1,8 мм/с. Если вибрация более указанных параметров, то насос к эксплуатации не допускается, устанавливаются и устраняются причины повышения вибрации.

9. Неплановый вибродиагностический контроль магистральных и подпорных насосных агрегатов проводится с целью определения неисправности в следующих случаях:

- если величина вибрации в любой из контролируемых точек превысила 80 % от аварийного значения вибрации для основных магистральных и подпорных насосов;

- если величина вибрации превысила базовое (значение, полученное после 72-х часовой обкатки нового насосного агрегата или после ремонта

насосного агрегата) значение в 2 раза;

- если величина вибрации на лапах корпуса насоса или головках анкерных болтов превысила 1,8 мм/с;

- если при установившемся режиме перекачки происходит увеличение изменения вибрации на 2 мм/с от любого предшествующего измеренного уровня виброскорости на подшипниковой опоре;

- если присутствуют посторонние шумы или происходит повышение температуры подшипников.

Неплановый вибродиагностический контроль вспомогательных насосов рекомендуется проводить в случае появления посторонних шумов, выявляемых во время обхода.

Необходимость проведения непланового контроля определяет заместитель начальника НПС или инженер – механик НПС.

По результатам контроля принимается решение о выводе насосных агрегатов в ремонт (текущий, средний или капитальный) или продолжении эксплуатации.

1. для определения остаточного ресурса по результатам измерения вибрации для каждой контролируемой точки строится график (тренд) изменения среднего квадратичного значения виброскорости в зависимости от наработки.

Для каждого конкретного агрегата и его рабочего колеса рекомендуется получить тренд, основе которого можно проводить прогнозирование остаточного ресурса.

Процесс прогнозирования остаточного ресурса агрегата по изменению уровня вибрации сводится к экстраполяции найденного тренда и определению момента пересечения его с линией предельного состояния. Точность прогноза повышается при увеличении количества проведенных наблюдений.

Полученный тренд используется только до вывода в ремонт или до замены рабочего колеса. После проведения вышеуказанных операций вновь проводятся измерения и на их основе определяют базовые характеристики

вибрации.

#### **1.4.2 Специфика вибрации центробежных насосов.**

Выявление причин возникновения вибрации в центробежных насосах рассматривается многими исследователями. Так, выявляются следующие основные проблемы: лопаточная вибрация, турбулентность потока, кавитация.

Лопаточная вибрация возникает в процессе прохождения рабочих лопаток колеса мимо какого-либо препятствия в проточной части. При небольшой собственной амплитуде вибрации с частотой лопаточной гармоники являются конструктивным свойством оборудования и не служат признаком неисправности. Однако, при определенных дефектах эта амплитуда начинает возрастать, что может свидетельствовать о возникающем дефекте (конструктивные или эксплуатационные несимметрии).

Турбулентность течения жидкости приводит к появлению специфических гармоник в спектре вибрации контролируемых подшипников насоса.

Кавитационные явления приводят к проявлению вибрации в широком диапазоне частот, обычно достаточно высоких. Поскольку на процесс движения пузырьков газа большое влияние оказывают рабочие лопатки насоса, то довольно часто вибрация от кавитации «окружает» высокие гармоники от лопаточной частоты насоса.

Особенности вибрации насосов связываются с такими фактами, как:

- влияние расцентровок в уплотнениях на жесткость слоя жидкости в щелях уплотнений;
- поперечные возмущения от кромочных следов лопасти рабочих колес и направляющего аппарата;
- кавитация.

Для указанных факторов определяются следующие диагностические

признаки по составляющим спектра при разных дефектах.

Повышенная вибрация оборотной и двойной оборотной частот вызывается теми же причинами, что и для других машин, однако может многократно усиливаться при расцентровках по уплотнениям. Таким образом, расцентровка по уплотнениям должна быть добавлена в список возможных неисправностей при постановке диагноза.

Высокочастотная вибрация с частотами следования кромочных следов ("лопастная вибрация")  $f_L = z_L f_0$  для рабочих колес и  $f_H = z_H f_0$ , для направляющего аппарата ( $z_L$  и  $z_H$  соответственно, число лопастей на колесе и направляющем аппарате) обычно присутствует в спектре вибрации насоса и сама по себе не является признаком неполадки. Преобладает частота  $f_L$ . Кроме этих частот в спектре вибрации насосов могут присутствовать вызванные этими же причинами гармоники, кратные  $f_L$  и  $f_H$ .

Повышенная "лопастная вибрация" является следствием резонанса конструкции на "лопастных" частотах либо неудовлетворительной организации потока жидкости, в частности неоптимального профиля лопастей и их кромок. На однотипных насосах резонанс может присутствовать либо отсутствовать за счет неконтролируемых отличий в их динамических свойствах при полном соблюдении технологии изготовления и ремонта. Этим объясняется большой разброс по уровню интенсивности вибрации на однотипных насосах, подверженных резонансным явлениям.

В процессе деградации проточной части возникают "сухие" задевания ротора о статор, при этом может возникнуть высокочастотная вибрация с собственной частотой колебаний корпуса насоса ("корпусная" вибрация).

Кавитационные явления существенно влияют на вибрацию в насосах с относительно низким давлением на входе. Вибрация и шум, вызываемые кавитацией, занимают широкий спектр частот. На ранней стадии кавитация проявляется в высокочастотной части спектра, газовая кавитация занимает диапазон частот 1-10 кГц, следующая за ней паровая кавитация проявляется в диапазоне частот 5-30 кГц и выше (практически во всем диапазоне, доступном

для измерений). С увеличением интенсивности кавитации спектр расширяется в область средних и низких частот и занимает весь звуковой диапазон. Когда кавитация переходит в срывную стадию, возникают интенсивные низкочастотные вибрации с ударными воздействиями на насос, они могут приводить к поломкам. Интенсивность кавитационного шума сильно зависит от окружной скорости колес: растет в высокой степени (порядка 10) от роста окружной скорости. Ученым и специалистам Института проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) удалось весь широкий спектр причин вибрации в насосах сгруппировать по трем основным направлениям:

- неисправности, связанные с нарушением жесткости крепления машины и ее узлов;
- дефекты электромагнитного происхождения;
- неисправности механического и гидродинамического происхождения.

Исследования, проведенные в ИПТЭР, показали, что перечисленные выше проблемы проявляются следующим образом.

Основными дефектами установки насоса или электродвигателя на фундаменте или раме являются неплотные прилегания лап или стояков оборудования к раме или фундаменту, ослабление крепления, коробление рамы, трещины в фундаменте, разрыв анкерных болтов. Эти факторы увеличивают вибрацию объекта из-за уменьшения жесткости установки, а также уменьшения общих масс, колеблющихся вместе с объектом.

При достаточной жесткости системы «машина – рама – фундамент» вибрация крышки подшипника в 5-7 раз превышает вибрацию рамы рядом с анкерными болтами. Если жесткость системы по каким-либо причинам нарушена, то это соотношение уменьшается. Кроме того, происходит скачкообразное изменение вибрации в месте нарушения жесткости. Например, если вибрация на лапе подшипниковой опоры составляет порядка 7 мм/с а на раме рядом с лапой порядка 3 мм/с и меньше, то можно говорить о плохом креплении лапы к раме.

Таким образом, если происходит резкое изменение вибрации в 2 раза и

более в локальной точке системы, то можно считать, что это связано с плохой жесткостью крепления.

Для неисправностей электромагнитного происхождения характерно то, что уровень вибрации электродвигателя более резко падает при отключении электродвигателя от сети. Для более достоверной оценки неисправности рекомендуется осуществить анализ вибрации без соединения двигателя с насосом.

Для обнаружения причин вибрации электромагнитного происхождения необходимо тщательно контролировать геометрические и электрические параметры электродвигателей при их ремонте. Так, расстояния между полюсами ротора и статора, называемые воздушными зазорами, а также соотношения между ними, определяют силу магнитного потока. Последний создает радиальные электромагнитные силы притяжения. При неравномерности зазоров равнодействующая электромагнитных сил, приложенных к ротору или статору, имеет постоянную составляющую, направленную в сторону меньших зазоров и создающую силу одностороннего притягивания между ротором и статором. Помимо этого, из-за изменения магнитной проводимости при вращении ротора в равнодействующей электромагнитных сил, имеется составляющая, которая периодически изменяется с двойной частотой сети. Это вызывает виброперемещение статора и ротора со стороны на сторону с двойной частотой сети.

При неравномерности зазоров равнодействующая электромагнитных сил вращается вместе с ротором и может вызвать в радиальном направлении периодические виброперемещения ротора и статора с частотой вращения.

Амплитуда вибрации от электромагнитных сил, как правило, по величине небольшая. При совпадении частот колебаний электродвигателя от таких сил с частотами колебаний от других источников может возникнуть резонанс, способствующий разрушению наиболее слабых элементов машины. При анализе вибрации электромагнитного характера должны контролироваться электрические параметры работы машины (напряжение, ток, мощность и

пр.), показатели нагрева, состояние фундамента и надежность крепления к нему, соединение электродвигателя с насосом и другие факторы. Если неисправности электромагнитного происхождения не обнаружены, то причины повышенной вибрации могут быть вызваны механическими дефектами или нарушением гидромеханических процессов в насосе.

Группа неисправностей механического и гидродинамического происхождения обладает наибольшим числом дефектов, которые чаще встречаются при эксплуатации насосных агрегатов. Очень часто они уже присутствуют после пуска в эксплуатацию нового или отремонтированного агрегата. Для насоса наиболее часто встречающиеся дефекты являются дефектами гидродинамического происхождения или вызваны дисбалансом ротора, а также некачественной центровкой.

Механически уравновешенный ротор может оказаться гидродинамически неуравновешенным при работе насоса на нефти. Это происходит в тех случаях, когда рабочее колесо изготовлено недостаточно точно и различается по шагу, углу между лопастями, по длине, толщине и углам установки лопастей. Силы, действующие на отдельные лопасти рабочего колеса, при этом не уравниваются и создают вибрацию с оборотной частотой. Различие в размерах межлопастных каналов рабочего колеса приводит к различному заполнению их нефтью и, как следствие, к несовпадению центра массы нефти, заполняющей колесо, с осью вращения ротора. Этот эффект усиливается при кавитации из-за появления газовой фазы в кавернах, возникающих у входных кромок лопастей рабочего колеса.

Выявление гидродинамической неуравновешенности аналогично механической. Однако силы, ее вызывающие, существенно меньше и обнаруживаются, когда ротор отбалансирован с высокой степенью точности.

Динамическая неуравновешенность ротора - это неуравновешенность, при которой ось ротора и его главная центральная ось инерции пересекаются не в центре масс или перекрещиваются. Динамическая неуравновешенность включает статическую и моментную неуравновешенности и полностью



определяется главным вектором и главным моментом дисбалансов ротора или двумя векторами дисбалансов, в общем случае различных по значению и непараллельных, лежащих в двух произвольных плоскостях, перпендикулярных к оси ротора («крест дисбалансов»). При этом амплитуды виброскорости на оборотной частоте, измеряемые на опорах в радиальной плоскости, различаются как по значению, так и по фазе.

Квазистатическая неуравновешенность ротора – это неуравновешенность, при которой ось ротора и его главная центральная ось инерции пересекаются в центре масс ротора. При этом главный вектор дисбалансов ротора перпендикулярен к оси ротора, проходит через центр его масс и лежит в плоскости, содержащей главную центральную ось инерции и ось ротора, а главный момент дисбалансов перпендикулярен к этой плоскости. Дисбалансы ротора лежат в одной плоскости, содержащей ось ротора и его центр масс.

На практике наиболее распространенными следует считать квазистатическую неуравновешенности и динамическую.

### **3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок и технологий, отвечающих предъявляемым требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- определение возможных альтернатив проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

Целью данной диссертационной работы является расчетное определение характеристик нейтронного пучка для проекта установки нейтрон-захватной терапии на реакторе ИРТ-Т.

#### **3.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Результаты расчетных исследований будут использованы для создания установки нейтрон-захватной терапии на исследовательском ядерном реакторе ИРТ-Т. Целевым рынком проводимых исследований являются научно-исследовательские институты по атомной энергии, онкологические центры, Федеральное медико-биологическое агентство (ФМБА).

Сегментировать рынок услуг по использованию программных комплексов для проектирования блока вывода реакторных пучков можно

относительно метода расчета требуемых функционалов. Результаты сегментирования представлены на рисунке 3.1.

	Программные комплексы		
	MCU	MCNP	КАТРИН
Метод дискретных ординат			
Метод Монте-Карло			

Рисунок 3.1 – Карта сегментирования рынка программных средств относительно метода расчета требуемых функционалов

### 3.1.1 Анализ конкурентных технических решений

В работе проведены исследования, связанные с оптимизацией характеристик нейтронного пучка для проекта установки нейтрон-захватной терапии на реакторе ИРТ-Т.

Для проведения расчетного сопровождения проекта установки НЗТ на исследовательском ядерном реакторе можно выделить 3 конкурирующих решения: MCU, MCNP, КАТРИН. Оценочная карта анализа представлена в таблице 3.1. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (3.1.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Определены следующие технические критерии оценки:

Характерное время прецизионного расчета – время расчета основных функционалов с требуемой точностью.

Число рассчитываемых функционалов.

Наличие аттестационного паспорта для проведения расчетов реактора ИРТ-Т – характеризует возможность применения пакета программ для проведения нейтронно-физических расчетов реактора ИРТ-Т.

Возможность параллельных вычислений – возможность параллельных вычислений с использованием многопроцессорных вычислительных комплексов, что делает программу значительно более экономной в отношении потребляемой при расчёте оперативной памяти.

Графический интерфейс – визуализация исходных данных для геометрического модуля и генерация сообщений об ошибках.

Использование неаналоговых методов моделирования – методы моделирования, уменьшающие дисперсию результатов. К числу таких способов относятся расщепление и русская рулетка, использование функций ценности отдельных расчетных ячеек, локальная оценка потока.

Удобство в использовании – свойство, характеризующее степень восприятия программного пакета пользователем;

Ресурсосберегаемость – мера, характеризующая способность программного средства выполнять возложенные на него функции при определенных ограничениях на используемые ресурсы (используемую память).

Способность к модификации – мера, характеризующая программное средство с точки зрения простоты внесения необходимых изменений и доработок на всех этапах и стадиях жизненного цикла;

Помимо технических критериев оценки ресурсоэффективности определены также и экономические критерии оценки:

Стоимость лицензии – оценка финансовых затрат на покупку и обслуживание программного средства.

Предполагаемый срок использования – срок в течение которого программное средство может эксплуатироваться.

Конкурентоспособность – соотношение достоинств и недостатков программного средства.

Трудоемкость – количество времени, затрачиваемое на производство расчета.

Таблица 3.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Характерное время прецизионного расчета	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
2. Число рассчитываемых функционалов	0,1	4	5	3	0,4	0,5	0,3
3. Наличие аттестационного паспорта для проведения расчетов реактора ИРТ-Т	0,2	5	1	1	1	0,2	0,2
4. Возможность параллельных вычислений	0,1	5	5	4	0,5	0,5	0,4
5. Графический интерфейс	0,05	3	5	2	0,15	0,25	0,2
6. Использование неаналоговых методов моделирования	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
7. Удобство в использовании	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
8. Ресурсосберегаемость	0,05	5	4	5	0,25	0,2	0,25
9. Способность к модификации	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Стоимость лицензии	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
2. Предполагаемый срок использования	0,05	5	4	4	0,25	0,2	0,2
3. Конкурентоспособность	0,05	4	5	3	0,2	0,25	0,15
4. Трудоемкость	0,05	5	4	3	0,25	0,2	0,15
Итого	1				6,0	5,5	4,4

На основании представленного выше анализа можно сделать вывод, что использование программного комплекса MCU для нейтронно-физических расчетов в данной диссертационной работе является оправданным. Конкурентными преимуществами использования программы MCU для полномасштабных расчетов исследовательского реактора ИРТ-Т являются наличие аттестационного паспорта и бесплатной лицензии.

### 3.1.2 SWOT-анализ

Цель выполнения SWOT-анализа заключается в определении слабых и сильных сторон, разрабатываемого решения, а также в формировании эффективной стратегии вывода данного решения на рынок.

В таблице 3.2 представлена интерактивная матрица проекта, в которой показано соотношение сильных сторон с возможностями, что позволяет более подробно рассмотреть перспективы разработки.

Таблица 3.2 – Интерактивная матрица проекта

Возможности проекта	Сильные стороны проекта				
	C1	C2	C3	C4	C5
B1	+	+	+	+	+
B2	+	+	–	+	+
B3	+	+	+	+	+
B4	+	+	+	+	+

В матрице пересечения сильных сторон и возможностей имеет определенный результат: «плюс» – сильное соответствие сильной стороны и возможности, «минус» – слабое соотношение, «ноль» – если есть сомнения в том, что поставить.

В результате была составлена итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны проекта: С1. Актуальность предлагаемого решения. С2. Применение современного оборудования и программных средств. С3. Бюджетное финансирование. С4. Получение результатов высокой точности. С5. Возможность	Слабые стороны проекта: Сл1. Необходимость экспериментального подтверждения результатов. Сл2. Необходимость получения лицензии на ПО. Сл3. Ограниченный круг потребителей. Сл4. Возможность анализа только нейтронно-физических
--	---	---

	усовершенствования расчетной модели.	характеристик.
<p>Возможности:</p> <p>В1. Работа с конкретными участками трубопровода.</p> <p>В2. Обнаружений ранней стадии дефектов.</p> <p>В3. Появления дополнительного спроса на новый продукт научных исследований.</p> <p>В4. Ремонт конкретного участка, вместо реконструкции всего трубопровода.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Исследование новых методов для определения технического состояния;</li> <li>2. Снижение затрат на оборудование и материалы.</li> <li>3. Снижение затрат на оборудование и материалы.</li> <li>4. Создание новых программ диагностики</li> </ol>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Приобретение сертифицированного оборудования</li> <li>2. Приобретение сертифицированного оборудования</li> </ol>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Несовершенство метода для других видов трубопроводов.</p> <p>У2. Создание новых технологий, сочетающих в себе данные методы.</p> <p>У3. Низкий спрос на новые методы.</p> <p>У4. Необходимость следить за исправностью оборудования</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отслеживание изменения в Российском законодательстве.</li> <li>2. Создание новых систем диагностирования.</li> </ol>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Регулярное повышение квалификации персонала</li> <li>2. Проведение своевременного технического обслуживания и ремонта</li> </ol>

Разработанная в программном комплексе MCU-PTR модель позволит проводить дальнейшие расчеты, связанные с планированием терапии и оценкой дозовых распределений в водном, акриловом и тканеэквивалентном фантомах. Основная угроза и слабая сторона разрабатываемого решения заключается в том, что на текущий момент времени требуется проведение значительных экспериментальных исследований для верификации полученных результатов. Проведение исследований совместно с другими предприятиями и НИИ позволит ускорить темп внедрения данного решения на рынок.

## 3.2 Планирование управления научно-техническим проектом

### 3.2.1 Иерархическая структура работ проекта

Иерархическая структура работ (ИСР) – детализация укрупненной структуры работ, представлена на рис. 3.2. В процессе создания ИСР структурируется и определяется содержание всего проекта.

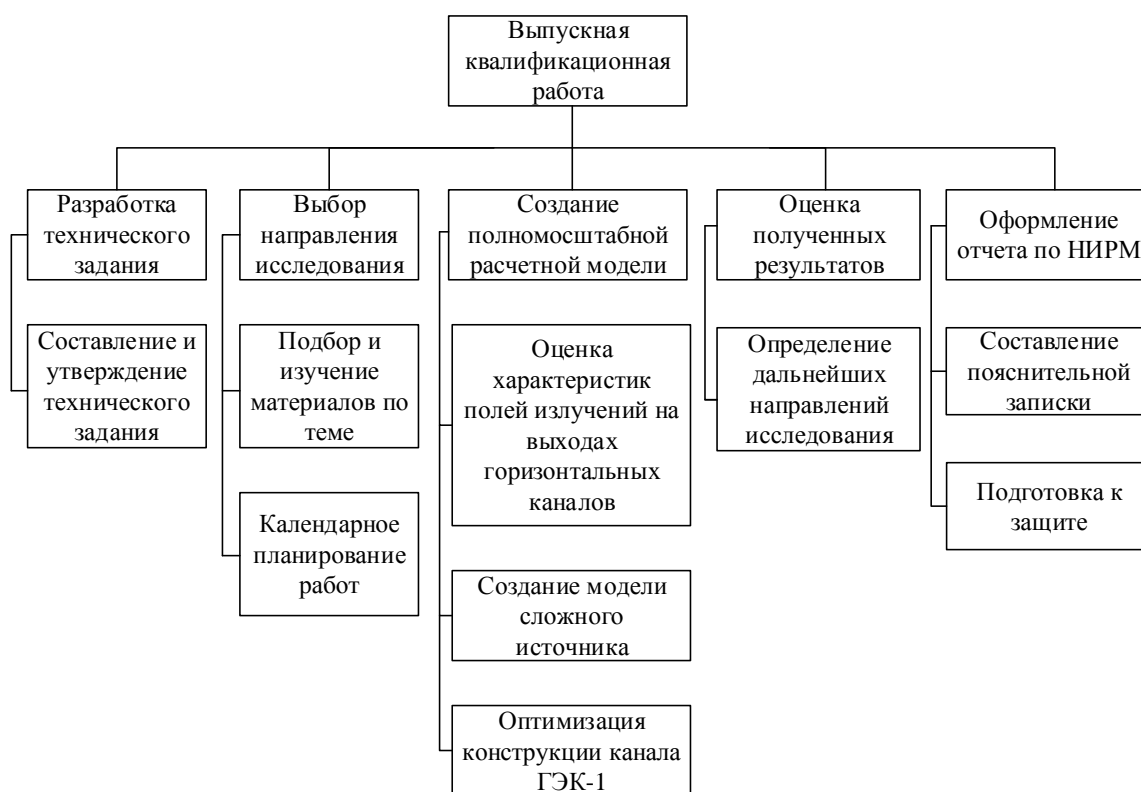


Рисунок 3.2.– Иерархическая структура работ

### 3.2.2 Контрольные события проекта

Ключевые события исследовательского проекта, их даты и результаты приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4– Контрольные события проекта

№	Контрольное событие	Дата	Результат (подтверждающий документ)
---	---------------------	------	--



1	Разработка технического задания на НИР	01.02.2018	Приказ по ТХНГ
2	Составление и утверждение технического задания	02.02.2018-05.02.2018	Задание на выполнение исследования
3	Выбор направления исследований	05.02.2018-08.02.2018	
4	Подбор и изучение материалов по теме	08.02.2018-18.02.2018	Отчет
5	Календарное планирование работ	18.02.2018-19.02.2018	План работ
6	Создание полномасштабной расчетной модели	19.02.2018-26.02.2018	Отчет
7	Разработка комбинированной методики расчета	26.02.2018-04.03.2018	Отчет
8	Проведение расчетов	04.03.2018-24.04.2018	Отчет
9	Обобщение и оценка результатов	24.04.2018-29.04.2018	Отчет
10	Составление пояснительной записки	29.04.2018-24.05.2018	Пояснительная записка
11	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	24.05.2018-28.05.2018	
12	Подготовка к защите	28.05.2018-04.06.2018	

### 3.2.3 План проекта

В рамках планирования исследовательского проекта построен календарный план-график с помощью диаграммы Ганта. В данном случае, работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, обозначающими даты начала и окончания выполнения работ.

Линейный график представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Календарный план проекта

Код работы	Название	$T_{\text{кал}}$ , дн	$T_{\text{раб}}$ , дн	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников
1	Разработка технического задания	1	0,69	01.02.2018	02.02.2018	Научный руководитель
2	Составление и утверждение технического задания	3	2,05	02.02.2018	05.02.2018	Научный руководитель
3	Выбор направления	3	3,42/	05.02.2018	08.02.2018	Научный

	исследований		3,05			руководитель/ Инженер
4	Подбор и изучение материалов по теме	10	6,10	08.02.2018	18.02.2018	Инженер
5	Календарное планирование работ	1	0,69	18.02.2018	19.02.2018	Инженер
6	Создание полномасштабной расчетной модели	7	4,27	19.02.2018	26.02.2018	Инженер
7	Разработка комбинированной методики расчета	7	4,27	26.02.2018	04.03.2018	Инженер
8	Проведение расчетов	50	30,49	04.03.2018	24.04.2018	Инженер
9	Обобщение и оценка результатов	5	3,42/ 3,05	24.04.2018	29.04.2018	Научный руководитель/ Инженер
10	Составление пояснительной записки	25	15,24	29.04.2018	24.05.2018	Инженер
11	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	5	4,27	24.05.2018	28.05.2018	Инженер
12	Подготовка к защите	6	8,54	28.05.2018	04.06.2018	Инженер

В таблице 3.6 представлен календарный план-график проведения научного исследования.

Таблица 3.6 – Календарный план-график проведения научного исследования

№ ра бо т	Вид работ	Исполнители	Т <sub>к</sub> , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				Февраль			Март			Апрель			Май			Июн ь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Разработка технического задания	Научный руководитель	1														
2	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	3														
3	Выбор направления исследований	Научный руководитель, Инженер	3														

4	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	10															
5	Календарное планирование работ	Научный руководитель, инженер	1															
6	Создание расчетной модели	Инженер	7															
7	Разработка комбинированной методики расчета	Инженер	7															
8	Проведение расчетов	Инженер	50															
9	Обобщение и оценка результатов	Научный руководитель, инженер	5															
10	Составление пояснительной записки	Инженер	25															
11	Проверка правильности выполнения ГОСТа пояснительной записки	Инженер	5															
12	Подготовка к защите	Инженер	6															

■ – Научный руководитель, ■ – Инженер

### 3.3 Бюджет научного исследования

При планировании бюджета исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением [14]. В процессе формирования бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- основная и дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

### 3.3.1 Расчёт материальных затрат

Основными затратами в данной исследовательской работе являются затраты на электроэнергию и приобретение канцелярских товаров. Основными устройствами, потребляющими электроэнергию, являлись: персональный компьютер и расчетная машина. Для оформления пояснительной записки в течение 600 часов использовался компьютер Acer Aspire, мощность которого составляет 280 Вт; а также для проведения расчетов в течение 250 часов использовался кластер на базе 40 процессоров Intel Xeon E5-2623 v3, мощностью 105 Вт каждый. Результаты расчётов по затратам на материалы приведены в таблице 3.7.

Затраты на электроэнергию рассчитываются по формуле:

$$C = C_{эл} \cdot P \cdot F_{об} = 5,8 \cdot (0,280 \cdot 600 + 0,105 \cdot 40 \cdot 250) = 7065$$

где  $C_{эл}$  – тариф на электроэнергию (5,8 руб. за 1 кВт·ч);

$P$  – мощность оборудования, кВт;

$F_{об}$  – время использования оборудования, ч.

Таблица 3.7 – Материальные затраты

Наименование	Марка, размер	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
Бумага	SvetoCopy	110	0,9	99
Печать на листе А4	–	110	1,5	165
Ручка	Pilot	1	50	50
Доступ в интернет	–	4 месяца	350	1400
Всего за материалы				1714
Транспортно-заготовительные расходы				0
Итого по статье $C_m$				1714

### 3.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы оплаты труда и находится по формуле (3.3.2.1):

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (3.3.2.1)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;

$Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (3.3.2.2)$$

где  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_{раб}$  – продолжительность выполняемых работ, раб. дн.

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10 – 15 % от основной заработной платы работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (3.3.2.3)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.;

$k_{доп}$  – коэффициент дополнительной зарплаты, в работе значение примем равным 12,5 %.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле (3.3.2.4):

$$Z_{дн} = (Z_m \cdot M) / F_d, \quad (3.3.2.4)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 24 раб. дн.  $M=11,2$  месяца, 5-дневная неделя;

– при отпуске в 48 раб. дн.  $M=10,4$  месяца, 6-дневная неделя.

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 3.8).

Таблица 3.8 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
– выходные	53	104
– праздничные	14	14
Потери рабочего времени, дней		
– отпуск	48	24
– невыходы по болезни	–	–
Действительный годовой фонд рабочего времени, дней	250	223

Основная заработная плата научного руководителя рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

оклад определяется предприятием, в ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями, например, ассистент, старший преподаватель, доцент, профессор;

стимулирующие выплаты устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.;

иные выплаты – районный коэффициент.

Для расчёта месячного должностного оклада работника применяется формула (3.3.2.5):

$$Z_m = Z_b \cdot k_p, \quad (3.3.2.5)$$

где  $Z_b$  – базовый оклад, руб.;

$k_p$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска);

Руководителем данной научно-исследовательской работы является сотрудник в должности доцента с окладом 33164 руб. (без учета РК). Оклад инженера составляет 9489 руб. (без учета РК).

По формуле (3.3.2.5) месячный должностной оклад для научного руководителя и инженера соответственно составляет:

$$З_{\text{м}}^{\text{н.р.}} = 33164 \cdot 1,3 = 43113 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{м}}^{\text{инж.}} = 9489 \cdot 1,3 = 12336 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата для научного руководителя и инженера соответственно составляет:

$$З_{\text{дн}}^{\text{н.р.}} = \frac{43113 \cdot 10,4}{250} = 1794 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{дн}}^{\text{инж.}} = \frac{12336 \cdot 11,2}{223} = 620 \text{ руб.}$$

С помощью таблицы 3.8 определим коэффициент календарности по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (3.3.2.6)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Для научного руководителя и инженера соответственно коэффициент календарности составляет:

$$k_{\text{кал}}^{\text{н.р.}} = \frac{365}{365 - 53 - 14 - 48} = 1,46$$

$$k_{\text{кал}}^{\text{инж.}} = \frac{365}{365 - 104 - 14 - 24} = 1,64$$

Продолжительность выполнения работы в рабочих днях определим по следующей формуле:

$$T_p^i = T_{\text{кал}}^i / k_{\text{кал}} \quad (3.3.2.7)$$

где  $T_{\text{кал}}^i$  – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_p^i$  – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$  – коэффициент календарности.

С помощью таблицы 3.8 и формулы (3.3.2.7) определим продолжительность работы в рабочих днях:

$$T_p^{\text{н.р.}} = 12 / 1,46 = 8 \text{ дней.}$$

$$T_p^{\text{инж.}} = 126 / 1,64 = 77 \text{ дней.}$$

Основная заработная плата научного руководителя и инженера соответственно, согласно формуле (3.3.2.2), будет равна:

$$З_{\text{осн}}^{\text{н.р.}} = 1794 \cdot 8 = 14352 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{осн}}^{\text{инж.}} = 620 \cdot 77 = 47740 \text{ руб.}$$

Тогда дополнительная заработная плата научного руководителя и инженера соответственно, согласно формуле (3.3.2.3), составит:

$$З_{\text{доп}}^{\text{н.р.}} = 0,125 \cdot 14352 = 1794 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{доп}}^{\text{инж.}} = 0,125 \cdot 47740 = 5968 \text{ руб.}$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{ок}}$ , руб.	$З_{\text{м}}$ , руб.	$З_{\text{дн}}$ , руб.	$T_{\text{раб}}$ , дней	$З_{\text{доп}}$ , руб.	$З_{\text{осн}}$ , руб.
Научный руководитель	33164	43113	1794	8	1794	14352
Инженер	9489	12336	620	77	5968	47740
Итого:						62092

### 3.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды



В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (3.3.3.1)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и другие).

На основании пункта 1 ст. 58 Федерального закона от 24.07.2009 № 212-ФЗ (ред. от 23.05.2015) для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2018 году установлена пониженная ставка 27,1 %.

Величина общих отчислений во внебюджетные фонды для научного руководителя и инженера соответственно составляет:

$$C_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (14352 + 1794) + 0,271 \cdot (47740 + 5968) = 18931 \text{ руб.}$$

### 3.3.4 Накладные расходы

В эту статью включаются затраты на управление и хозяйственное обслуживание, которые могут быть отнесены непосредственно на конкретную тему. Кроме того, сюда относятся расходы по содержанию, эксплуатации и ремонту оборудования, производственного инструмента и инвентаря, зданий, сооружений и другого оборудования.

Расчет накладных расходов ведется по следующей формуле:

$$C_{\text{накл}} = k_{\text{накл}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (4.3.4.1)$$

где  $k_{\text{накл}}$  – коэффициент накладных расходов.

Примем коэффициент накладных расходов равный 16 %.

Накладные расходы для научного руководителя и инженера соответственно составляют:

$$C_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (14352 + 1794) + 0,16 \cdot (47740 + 5968) = 11177 \text{ руб.}$$

### 3.4 Оценка сравнительной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования (таблица 3.6.1). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_{\max}}{\Phi_a}, \quad (3.6.1)$$

где  $I_{\Phi}^p$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{ai}$  – стоимость i-го варианта исполнения;

$\Phi_{\max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Стоимость разработки составляет 100979 р., стоимость аналога 1 составляет 250000 р., стоимость аналога 2 составляет 150000 р. Тогда, интегральные финансовые показатели для разработки и аналога 2 равны:

$$I_{\Phi}^p = \frac{\Phi_p}{\Phi_{\max}} = \frac{100979}{250000} = 0,40 \quad ; \quad I_{\Phi}^{a2} = \frac{\Phi_{a2}}{\Phi_{\max}} = \frac{150000}{250000} = 0,60$$

Интегральный финансовый показатель для разработки меньше единицы, что говорит об удешевлении разработки. Удешевление разработки происходит как за счет относительно дешевых аппаратных средств (включая обслуживание), функциональных показателей программного средства (набором выполняемых функций, ресурсозатрачиваемостью, простой методикой проведения расчетов), так и за счет расходов на персонал (небольшой штат сотрудников), методики проведения аттестации программного средства.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (3.6.2)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;

$b_i^a, b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Целесообразно рассмотреть следующие критерии оценки характеристик вариантов исполнения проекта:

характерное время прецизионного расчета – время расчета основных функционалов с требуемой точностью;

наличие аттестационного паспорта для проведения расчетов реактора ИРТ-Т – характеризует возможность применения пакета программ для проведения нейтронно-физических расчетов реактора ИРТ-Т;

удобство в использовании – свойство, характеризующее степень восприятия программного пакета пользователем;

ресурсосберегаемость – мера, характеризующая способность программного средства выполнять возложенные на него функции при определенных ограничениях на используемые ресурсы (используемую память).

графический интерфейс – визуализация исходных данных для геометрического модуля и генерация сообщений об ошибках

стоимость лицензии – оценка финансовых затрат на покупку и обслуживание программного средства.

Расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 3.12.

Таблица 3.12 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

ПО Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Аналог 1	Аналог 2
1. Характерное время прецизионного расчета	0,2	5	5	4
2. Наличие аттестационного паспорта	0,2	5	1	1
3. Удобство в использовании	0,1	5	5	4
4. Ресурсосберегаемость	0,15	5	4	5
5. Графический интерфейс	0,1	3	5	2
6. Стоимость лицензии	0,25	5	3	4
ИТОГО	1	4,80	3,55	3,35

$$I_m^p = 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 3 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,25 = 4,80 ;$$

$$\text{Аналог 1} = I_m^{a1} = 5 \cdot 0,2 + 1 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,1 + 3 \cdot 0,25 = 3,55 ;$$

$$\text{Аналог 2} = I_m^{a2} = 4 \cdot 0,2 + 1 \cdot 0,2 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 2 \cdot 0,1 + 4 \cdot 0,25 = 3,35 .$$

Интегральный показатель эффективности разработки ( $I_{\text{финр}}^p$ ) и аналога ( $I_{\text{финр}}^a$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p}, \quad I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^a}{I_{\text{ф}}^a}. \quad (3.6.3)$$

В результате получим:

$$I_{\text{финр}}^p = \frac{I_m^p}{I_{\text{ф}}^p} = \frac{4,80}{0,40} = 12,00; \quad I_{\text{финр}}^a = \frac{I_m^a}{I_{\text{ф}}^a} = \frac{3,35}{0,60} = 5,58.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналогов позволит определить сравнительную эффективность проекта.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{финр}}^p}{I_{\text{финр}}^a}, \quad (3.6.4)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ср}}$  – сравнительная эффективность проекта;

$I_{\text{финр}}^p$  – интегральный показатель разработки;

$I_{\text{финр}}^a$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Результат вычисления сравнительной эффективности проекта и сравнительная эффективность анализа представлены в таблице 3.6.2.

Таблица 3.13 – Сравнительная эффективность разработки

№	Показатели	Аналог 1	Аналог 2	Разработка
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1,00	0,60	0,40
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,55	3,35	4,80
3	Интегральный показатель эффективности	3,55	5,58	12,00
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	3,38	2,15	1,00

Таким образом, основываясь на определении ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования, проведя необходимый сравнительный анализ, можно сделать вывод о превосходстве выполненной разработки над аналогами.

## **4 Социальная ответственность**

В данной работе рассматриваются различные технологии регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции. Основным рабочим местом при производстве работ является территория НПС на нефтеперекачивающей станции. Все работы проводятся в помещении и в дневное время.

### **4.1 Производственная безопасность.**

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции в таблице 4.1, по результатам которой появится целостное представление об выделенных факторах на рабочем месте.

Таблица 4.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при регистрации и учете дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции

Наименования видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Ремонтно-восстановительные работы при реконструкции нефтеперекачивающих агрегатов	Физические		
		Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)	ГОСТ 12.01.003.- 2015
		Электрический ток	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
		Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	
		Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	РД 03-29-93 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ
	Превышения уровня шума		ГОСТ 12.1.003-2014
	Превышения уровни вибрации		ГОСТ 12.1.012-2014 ССБТ
	Недостаточная освещенность рабочей зоны		СП 52.13330.2011
	Химические		
	Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ

#### 4.2 Анализ вредных производственных факторов на НПС.

Далее рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.



## 1. Превышение уровня шума

Действие шума от электродвигателей насосов и т. д. на человека определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы и системы организма, в том числе шум приводит к снижению внимания и увеличению ошибок при выполнении различных видов работ, замедляет реакцию человека на поступающие от технических устройств сигналы, угнетает центральную нервную систему (ЦНС), вызывает изменения скорости дыхания и пульса, способствует нарушению обмена веществ, возникновению сердечнососудистых заболеваний, язвы желудка, гипертонических заболеваний.

Рассматриваемое рабочее место является постоянным и находится на территории предприятия. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука  $\leq 80$  дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звукового давления свыше 135 дБ в любой октавной полосе.

Основные методы борьбы с шумом согласно ГОСТ 12.1.029 и ГОСТ 12.4.051:

- снижение шума в источнике (применение звукоизолирующих средств);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники, ватные тампоны);
- соблюдение режима труда и отдыха;
- использование дистанционного управления при эксплуатации шумящего оборудования и машин.

## 2. Превышение уровня вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116 дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц [9]

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

– применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

– организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

### 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для проведения работ необходимо исследовать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 200 лк независимо от применяемых источников света ГОСТ 12.1.046-2014 ССБТ. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 50 лк при работе вручную и не менее 100 лк при работе с помощью машин и механизмов.

### 4. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Повышенная загазованность рабочей зоны НПС связана с испарениями нефти или других токсичных веществ, находящихся в резервуаре, а также с выхлопами двигателей работающей техники.

В большинстве случаев эти газы являются ядовитыми, оказывающими сильное токсическое действие на организм человека. Свойства их определяются химической структурой и агрегатным состоянием. Ядовитые вещества проникают в организм человека через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожный покров. На участки кожи яды могут оказывать локальное болезненное воздействие.

Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 ч, осуществлять контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения работ. При необходимости нужно обеспечить принудительную вентиляцию.

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать

предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м<sup>3</sup>, для природного газа ПДК равно 300 мг/м<sup>3</sup> [4].

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах («Лепесток», Ф-62Ш, У-2К, «Астра-2», РП-КМ и др.), защитных очках и комбинезонах.

#### **4.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды**

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при проведении регистрации и учета дефектов оборудования на нефтеперекачивающей станции, а также рассмотрим нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные).

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

2. Электрический ток

Опасность поражения электрическим током существует при сварочных работах.

Значение напряжения в электрической цепи должно удовлетворять ГОСТу 12.1.038-82.

Таблица 4.2 Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки

Род тока	U, В	I, мА
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Таблица 4.3 Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок напряжением до 1000 В и частотой 50 Гц

Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина		Продолжительность воздействия t, с	Нормируемая величина	
	U, В	I, мА		U, В	I, мА
От 0,01 до 0,08	220	220	0,6	40	40
0,1	200	200	0,7	35	35
0,2	100	100	0,8	30	30
0,3	70	70	0,9	27	27
0,4	55	55	1,0	25	25
0,5	50	50	Св. 1,0	12	2

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях :

– при прикосновении человеком, неизолированного от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из-за замыкания на корпусе;

– при однофазном (однополюсном) прикосновении незаизолированного от земли человека к незаизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением ( электродвигатели 220/380 V)

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током широко используются плакаты и знаки безопасности.

Мероприятия по созданию безопасных условий :

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Технические мероприятия по предотвращению поражения людей электрическим током:

- дополнительная изоляция;
- ограждения;
- защитное заземление;
- зануление;
- УЗО (устройство защитного отключения);
- СИЗ (Средства индивидуальной защиты от поражения эл. током)

### 3. Статическое электричество

Статическое электричество образуется в результате ударов, трения двух диэлектриков друг о друга или о металлы. В случае с нефтяными агрегатами статическое электричество может накапливаться в процессе их эксплуатации.

Опасность статического электричества заключается в возможности возникновения быстрого искрового разряда между частями оборудования или разряда на землю и в воздействие на человека.

Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается до 100 Ом. Такие заземляющие устройства должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ, СНиП 3.05.06-85, ГОСТ 12.1.030, РД 34.21.122-87.

Средства защиты от статического электричества должны соответствовать ГОСТ 12.4.124-83.

#### 4. Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование работающее под высоким давлением обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала и т. д.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при

эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию сосудов должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий сосуды (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

#### 5. Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Образование взрывоопасной среды на НПС обусловлено образованием взрывоопасной смеси паров нефти и воздуха.

Горючие газы и пары легко воспламеняющихся жидкостей способны образовывать в смеси с кислородом воздуха взрывчатые смеси. Границы концентраций горючих паров в воздухе при которых возможен взрыв называются нижним и верхним пределом распространения пламени (НКПР и ВКПР). Другими словами концентрация от НКПР до ВКПР называется диапазоном взрываемости. Для паров нефти установлены следующий диапазон взрываемости: НКПР – 42000 мг/м<sup>3</sup>; ВКПР – 195000 мг/м<sup>3</sup>.

С целью обеспечения взрывопожаробезопасности для всех веществ установлена предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК), составляющая 5% величины НКПР.

Основные причины пожаров и взрывов на НПС:

- паровоздушная взрывоопасная смесь, образовавшаяся в резервуарах и емкостях;
- легковоспламеняющиеся жидкости, используемые на малярных участках и в цехах предприятий;
- горючая пыль и волокна в помещениях;
- нагревающиеся проводники в электроустановках.
- Пожарная профилактика и противопожарные мероприятия:
- во избежание возникновения пожаров курить разрешается только в специально отведенных местах;
- использование систем пожарной автоматики;
- обеспечение изоляции пожароопасного оборудования;

- применение противопожарных преград и быстродействующих клапанов;
- размещение на территории огнетушителей типа ОП-3, ОУ-3.

#### 4.4 Экологическая безопасность

Проведение природоохранных мероприятий должно обеспечивать возможность сохранения существующего до начала реконструкции и потенциально достижимого при реконструкции:

- уровня загрязнения природной среды;
- локализацию и уменьшение активности опасных природных процессов.

Рассмотрим воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия при диагностике сварных соединений РВС (таблица 4.4).

Таблица 4.4 Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия диагностики РВС

Природные ресурсы и компоненты	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Засорение почвы производственными отходами	На участке должен проводиться постоянный контроль за состоянием рабочих емкостей контейнеров с отходами. Места сбора и накопления отходов должны быть оборудованы углекислотными огнетушителями, ящиками с песком, лопатой, войлоком, кошмой или асбестом.
	Загрязнение сточными водами и мусором	Соблюдение согласованных мест расположения и границ площадок, расположенных от водоемов и водотоков на нормируемом расстоянии с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды. В случае возникновения нештатной ситуации, связанной с проливом ГСМ, места проливов зачищаются немедленно с помощью песка, Образующийся отход должен храниться в отдельном



		контейнере.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из используемых машин и оборудования	Поддержание всего транспортного парка в исправном состоянии, осуществление постоянного контроля на соответствия требованиям нормативов уровня выбросов в атмосферу оксидов азота и окиси углерода в составе выхлопных газов и регулировка двигателей.
Животный мир	Распугивание, животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение	<ul style="list-style-type: none"> <li>– применение щадящих технологий при производстве работ и прогрессивных методов пользования ресурсами фауны, заключающихся в следующем:</li> <li>– ограничить применение техники с большим удельным давлением на грунт, разрушающим почвенный покров, а также подземных ходы, норы, убежища животных</li> </ul>

#### **4.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют следующие правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы:

- Закон об основах охраны труда в РФ №181-ФЗ от 17.07.1999 г (с изменениями от 20 мая 2002 г., 10 января 2003 г., 9 мая, 26 декабря 2005г.).

- Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов 116-ФЗ от 21.07.1997 г. с изменениями от 7.08.2000г.

- Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014)

- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03

- Инструкции по технике безопасности предприятия.

- Порядок разработки деклараций безопасности промышленного объекта РФ. МЧС, Госгортехнадзор №222/59 от 4.04.1996 г.

- ГОСТ 12.0001-82 ССБТ «Система стандартов безопасности труда»

- Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.

- СНиП .21/2.11.567-96 от 31.10.1996 г.

– Закон о пожарной безопасности №69-ФЗ, принят 21.12.1994 г (с дополнениями и изменениями от 22.08.1995 г, от 18.04.1996г, от 2.01.1998 г, от 11.2000 г. от 27.12.2000 г.).

## **Заключение**

В ходе выполненной работы были получены следующие результаты:

- Проведен обзор современной литературы по теме регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.
- Изучены регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.
- Проведен расчет частотных показателей подшипниковых вибраций.
- Обоснована технико-экономическая эффективность использования метода регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.
- Экономически рассчитано использование метода регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.
- Произведен анализ социальной безопасности при регистрации и учета оборудования на нефтеперекачивающей станции.

## **Список использованных источников**

1. Баженов В.В. Оценка технического состояния и остаточного ресурса насосных агрегатов в условиях автоматизации магистральных нефтепроводов. Дис. к.т.н. Уфа, 2014.- 135 с.
2. Сулейманов Р.Н. Разработка методов и средств оценки технического состояния центробежных насосных агрегатов. Дис. д.т.н. Уфа, 2012.- 316 с.
3. Каминский С.Г. Разработка методов вибродиагностирования и восстановления электроприводных нефтепромысловых насосных агрегатов. Дис. к.т.н. Уфа, 2014. - 165 с.
4. Беляев П.В. Повышение достоверности вибродиагностики магистральных насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций в условиях нечеткой исходной информации. Дис. к.т.н. Москва, 2011. - 152 с.
5. Галеев А.С., Филимонов О.В. Построение математических моделей при диагностировании агрегатов, Проблемы нефтедобычи Волго-Уральского региона. Тезисы докладов V межвузовской научно-методической конференции. Уфа: изд. УГНТУ, 2009 г.
6. Кальменс В.Я. Обеспечение вибронадежности роторных машин. Санкт-Петербург, 1992 г.
7. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. и др. Транспорт и хранение нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 150 с.
8. Лурье М.В.. Сборник задач по нефтепроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа. – М.: Нефть и газ, 1995.– 123 с.
9. Коровчинский М.В. Теоретические основы работы подшипников скольжения М.: Машгиз, 1969. - 403 с.
10. Макаров Р.А. Средства технической диагностики машин. - М. Машиностроение. 1981. -183 с.

11. Технологические нефтепроводы промышленных предприятий / Р.И. Тавасшерна, А.И. Бесман, В.С. Позднышев и др. – М.: Стройиздат, 1991. – 655 с.
12. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. . Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
13. Маслов Г.С. Расчеты колебаний валов.- М.: Машиностроение, 1968.- 271 с.
14. Приборы и системы для измерения вибрации, шума и удара: Справочник в 2-х кн. \ Под ред. Ключева. -М.: Машиностроение, 1978.
15. Причины шума вибраций в подшипниках качения. М.: Изд-во ВНИИПП, 2000.-114 с.
16. Ботвинник М.М., Шакарян Ю.Г. Управляемая машина переменного тока / М.: Наука, 1969. – 140 с.
17. Виноградов А.Б., Изосимов Д.Б., Флоренцев С.Н. и др. Оптимизация КПД системы векторного управления асинхронным тяговым электроприводом с идентификатором параметров // Электротехника, 2010, №12. – С.12-19.
18. Мещеряков В.Н., Абросимов А.С. Системы управления асинхронным электроприводом на базе автономного инвертора тока/Изв.ВУЗов.
20. Нечваль А.М.. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «Дизайнполиграфсервис», 2001. – 165 с.
21. Ершов М.С., Яризов А.Д. Энергосберегающий электропривод технологических установок трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие // М.: ГРУНГ им. И.М. Губкина, 2011. – 246с.
22. Новоселов В.Ф. Нефтепроводный транспорт нефти и газа. Технологический расчет нефтепродуктопроводов: Учебное пособие. – Уфа: изд-во Уфим. нефт. ин-та, 1986. – 93 с.

23. ВСН-51-1-80. «Инструкция по производству строительных работ в охранных зонах магистральных нефтепроводов Министерства газовой промышленности».

24. ВСН 179-85. «Инструкция по рекультивации земель при строительстве нефтепроводов».

25. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».

26. ГОСТ 17.1.3.13-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения».

27. ГОСТ 12.1.003-74\* «ССБТ. Шум. Общие требования безопасности».

28. ГОСТ 12.1.009-76 «ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения».

29. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».

30. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

31. ГОСТ 12.1.005-88 «ССБТ. Общие санитарно - гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

32. ГОСТ 12.1.007-76 «ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности».

33. ГОСТ 12.1.010-76\* «ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования».

34. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности».

35. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».

36. ГОСТ 12.2.003-74 «ССБТ. Оборудование производственное. Общетребования безопасности».

37. ГОСТ 12.1.046-85 «ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок».

38. ГОСТ 12.4.010-75 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия».
39. ГОСТ 12.4.026-76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности».
40. ГОСТ 26568-85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация».
41. ГОСТ 12.0.003-74\* «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
42. ППБ 01-93 «Правил пожарной безопасности в Российской Федерации».
43. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
44. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
45. ГОСТ 12.1.008-76 «Биологическая безопасность».
46. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

## Приложение А

### Подраздел 1.3 Foreign experience

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Аскеров Орхан Валехович		

Консультант отделения ОНД :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П.В.	д.т.н.		

Консультант – лингвист отделения ОИЯ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т. В.	к.ф.н.		



Today, smart devices – elements of the Internet of Things (IoT) embedded in wellheads, on compressors and pump stations, and within refineries – are yielding a new wealth of operational information. But making sense of that data is another matter. That’s why leading oil and gas companies are taking advantage of advanced analytical software and the industrialization of Ethernet to create The Connected Enterprise. By smoothly integrating information technology with operations technology, oil and gas companies can better leverage the full value of their asset information, and accelerate high-performance petroleum production. The oil and gas industry has entered a transformative era of global competition – what some analysts have labeled the “new oil order.”<sup>1</sup>

This era is rife with fluctuations, as the global oil and gas landscape continues to shift, leaving much uncertainty for economic projections. Case in point: The resurgence of onshore oil and gas production in North America contributed to a seismic shift in oil and gas supplies. The revolution in shale oil and gas technologies – combined with steady flows from conventional onshore and offshore fields – quickly transformed the United States into the world’s No.1 energy producer. In 2014, American crude and natural gas-liquids production rose to an annual average of 11.7 million barrels a day, exceeding Saudi Arabia’s output (11.6 million barrels).<sup>2</sup>

In 2014 it was predicted this trend would continue, but less than a year later, the market saw rapid constriction as oil prices plunged. Today, energy markets continue to experience instability.

Despite the downward price pressure triggered by the current supply, producers from Brazil to Bahrain have plenty of reason to keep pumping. The world’s appetite for energy

is expected to increase 37 percent by 2040, according to the IEA. European dependence on gas imports is expected to continue to fuel LNG markets. More significantly, improving living standards in growing economies like India and China will increase the need for more output. In China alone, demand is expected to increase by 75 percent by 2035.

The implications of this new oil order extend far beyond the latest fluctuations in the global cost of a barrel. Oil and gas is arguably the world's most asset-intensive industry, and every additional wellhead, pump and compressor raises a company's operational risk. The potential cost of an equipment failure or operating error has never been higher. The industry average for a single hour of downtime is \$1 million<sup>4</sup>, while a major event like the Deepwater Horizon oil spill could swipe \$40 billion or more from a producer's balance sheet.

The nature of the new oil order has put new pressures on each major sector of the oil and gas industry. Upstream production is increasingly fragmented because new reserves often lie in far-flung locations. That widening geographic distance, coupled with the unprecedented surge in supply, has put new pressures on the midstream market, increasing the need for more and safer pipelines, and other types of petroleum transport and storage. Finally, refineries are facing unprecedented process changes as they adapt to distilling fuels and other products from more and different feed stocks.

These dynamics – combined with tightening environmental regulations globally and a shrinking pool of skilled, in-house expertise – are forcing oil and gas companies to find new ways to enhance recovery, optimize processes, increase efficiencies and contain costs.

As with manufacturing, telecommunications and other major industries, the search for solutions is leading to a boom in digital technologies. Today, operational technology (OT) led by integrated control and information solutions, including smart devices – elements of the Internet of Things (IoT) embedded in wellheads, on compressors and pump stations, and within refineries – are converging with information technology (IT) to enable enterprise connections that yield a new wealth of data.

Leading oil and gas companies are taking advantage of innovations in industrial Ethernet-based connectivity and advanced analytical software to better leverage the full value of their asset data, and accelerate high-performance petroleum production .

Realizing The Connected Enterprise has become a business imperative. As the benefits from the convergence of automation, communications and information technology multiply, oil and gas companies are creating digital oilfields, pipelines and refineries. Wireless technology, visualization software and other advances now allow oil and gas companies to access and monitor assets in real time, and help merge disparate oilfield data into streams of actionable information – anywhere, anytime.

A few examples:

- Instead of manually checking on remote wellheads, pump stations and storage sites, operators are using remote-monitoring technology designed for oil and gas applications. Combining sensors and cellular or wireless connections, this technology offers producers the ability to supervise their wells and other operations from a single, centralized – and safe – location.

- Operations management solutions help oil and gas producers optimize production in real time by gathering, analyzing, contextualizing and sharing information. By pairing production intelligence with intuitive dashboards and historian functionality, operations-management systems can automatically collect production data, calculate KPIs and present displays that facilitate fast reading of critical operational information.

- Uptime is everything in the refining business. So many petrochemical facilities are investing in industrial Ethernet-enabled control systems that transport diagnostic data from process units to the operations view, notifying staff about critical predictive maintenance needs.

### Global-Size Challenges

Oil is the world's most commonly traded commodity, and with good reason. Despite the rise in alternative energy resources, fossil fuels will supply almost 80 percent of world energy use through 2040.<sup>5</sup>

Since the earliest days of drilling, oil and gas has remained among the most capital-intensive industries. The number of assets has quickly multiplied in the last decade with advances in deep-water drilling, and the advent of unconventional oil and gas extraction techniques used to squeeze out resources in areas previously

considered impossible to access. Automation has helped increase recovery rates at many wells previously believed to be dry. Meanwhile, energy companies have implemented instrument asset-management systems with the promise of optimizing their production by improving uptime.

However, the energy industry has tended to lag other industries in the area of asset performance. When heavy industry firms are viewed on a global basis, world-class operations achieve an Overall Equipment Effectiveness (OEE) score of 91 percent. Historically, oil and gas producers have been 10 or more percentage points behind this average.

A major reason: The ability of many oil and gas companies to collect, share and decisively act on information has been hobbled by conglomerations of unconnected legacy equipment, siloed proprietary networks and various vendor databases. Cross-disciplinary data transparency often is hampered by application-centric information management .

These information challenges are complicated by other major trends affecting today's oil and gas sector, from exploration and drilling, to transportation and refining.

Growing complexity of operations. During the last decade, thousands more wells have been drilled globally, both onshore and offshore. Ever-more sophisticated techniques and technologies are required to plumb the depths of the deepest subsea reserves, and to capture diffuse hydrocarbons from tight geological formations. The systems that operate these facilities are extremely complex, often requiring operators to interface with more than 200,000 tags of data and resulting alarms. Meanwhile, the rise of U.S. oil and gas production has spurred a dramatic expansion of the nation's pipeline infrastructure, increasing the need for innovative diagnostic and monitoring technology. And while a major U.S. refinery hasn't been built in more than 30 years<sup>7</sup>, refinery owners in America and across the globe are investing in advanced technologies to handle more diverse feed stocks, while seeking to reduce the high costs of energy and other operating expenses.

Increasing regulatory pressures. Expanding global regulations regarding the environment and safety are making compliance increasingly complex for the oil and gas industry. Energy companies continue to face intense scrutiny from government and consumers demanding stricter oversight to prevent environmental damage and protect lives.

Growing skills gap. The pool of highly skilled oil and gas professionals is shrinking as more and more edge toward retirement. Meanwhile, fewer young professionals are in the pipeline for these high-demand jobs. A sign of the times: 22 percent of oil and gas respondents to a recent Ernst & Young survey said a lack of qualified personnel is already impacting their operations.

Heightened security risks: The world's energy infrastructure is the target of an increasing number of physical and cybersecurity threats, according to a June 2013 study by the Council on Foreign Relations. Several of the world's major oil and gas producers have already been hit by cybercriminals. Most notably, malware unleashed on Saudi Aramco in August 2012 destroyed and deleted digital data from more than 30,000 computers. Aramco officials believe the attack came from an insider using external devices, such as USB drives, to sabotage the network.

#### Realizing The Connected Enterprise

How can oil and gas companies effectively tackle these challenges? The answer lies in harnessing the collective power of people, technology and processes using a unified network architecture. Integrated control and information solutions enable oil and gas customers to build a connected infrastructure across the enterprise that meets the requirements of the automation layer and information layer, while providing complete connectivity and integration of data.

Validated reference architectures from Rockwell Automation help expedite the engineering and delivery of oilfield solutions so companies can achieve first time to oil faster. Rockwell Automation also helps oil and gas companies deploy manufacturing execution system (MES) software, which can analyze the current status of production and make decisions on how to optimize operations in real time.

Using these best-practice, proven and repeatable solutions, downstream, midstream and upstream operations can take advantage of advances in technologies like open-standard IoT devices, big data and analytics, virtualization and mobility, and cloud computing that enhance The Connected Enterprise.

Digital remote-monitoring is one of the most significant advances enabled by the IoT. This technology seamlessly integrates sensors, hardware and software, and wireless connections to extract important operational information – such as daily oil production, pump pressure, etc. – from multiple assets across oilfields and along pipelines. Using this information, operators can continuously monitor current and historical operating conditions, troubleshoot any potential issues, and make process adjustments at an earlier stage to help increase uptime – all without leaving their workstation, which can be hundreds or thousands of miles away from the physical site.

One example: Northern Natural Gas Company uses Allen-Bradley Control Logix systems to control all its compressor stations, which move natural gas along the company's 14,700 miles of pipeline, from Minnesota to Texas. Factory Talk software from Rockwell Automation collects the control data from each station and converts the information into easy-to-comprehend visual graphics that operators can access inside company headquarters in Omaha, Nebraska.

Intelligent medium-voltage drives from Rockwell Automation are also an integral part of remote pipeline communications for many oil and gas companies. Embedded with Ethernet connectivity, they send and receive vital information about the condition of pump and compressor motors. If a compressor motor is running too high, for example, the drive will send a signal to central control, where operators can remotely throttle back the power. Preventing potentially dangerous pipeline blowouts carries huge operational and safety benefits.

Remote-monitoring technology is also helping bridge the oil and gas skills gap by allowing companies to fully utilize their best in-house – as well as third-party – expertise. Rather than travel to different sites, an expert can troubleshoot problems from headquarters, or even their home, by reviewing real-time data or viewing a live

video stream. They then can direct people on the ground to make the fixes necessary to resume normal operations.

### Securely Leveraging the Cloud

The use of cloud technology is growing in oil and gas as a remote-monitoring tool, as well as for storing data, and analyzing and contextualizing information. For example: M.G. Bryan, a leading heavy-equipment and machinery supplier to the oil and gas industry, knew it needed a way to remotely monitor and maintain the performance of its \$1 million fracking trucks. The Dallas-headquartered company invested in a cloud-based fleet management system designed and implemented by domain experts at Rockwell Automation.

Using mobile technology and the seamless transfer of business information over the Microsoft® Azure™ cloud platform, M.G. Bryan securely pulls data from the cloud to Web browsers. Then, the software management system produces reports and dashboards showing the condition of individual vehicle's drivetrains and hydraulic fracturing performance. The system takes the guesswork out of maintenance scheduling, thus preventing unplanned downtime. By using the cloud, M.G. Bryan maintains no infrastructure, and it can scale the solution from one truck to 4,000 trucks.

Oil and gas companies that embrace greater connectivity within and outside the organization must adopt a security strategy that covers production operations and the broader enterprise. Rockwell Automation® solutions take a holistic view of industrial security, addressing people, process and technology risk to maintain operational integrity and protect oil and gas assets.

In most cases, this means following a “defense-in-depth” strategy that addresses internal and external security threats. This is based on the premise that any single point of protection or individual firewall could be penetrated by the persistent attacker over time.

The most effective defensive solution is to erect multiple layers of defense, including physical, electronic and procedural. Under this approach, security is built into the infrastructure and becomes a set of layers within the overall network security.

Any single point of penetration can be backstopped by different variables of capabilities provided by the other layers.

#### Improving Upstream Performance - Connecting Production

Advanced connected technology from Rockwell Automation is helping upstream oil and gas operations pull as much oil and gas from reservoirs as possible, while increasing efficiencies and safety. This industry-specific application of The Connected Enterprise is being called Connected Production by Rockwell Automation.

Gas lift is one of the methods used to improve recovery from older fields. These systems are designed to automatically sense and control the wellhead variables of a gas lift production site. The unit adjusts the gas lift injection flow to match an operator-determined flow rate and computes the estimated gas, oil and/or water production in real time. A centrally located computer allows personnel to easily gather communication and results for analysis, such as trending of flow data which can be particularly useful in the early detection of well problems.

To help optimize production, gas lift systems feature ultralow power consumption and lightweight subassemblies. A built-in solar panel can drive an active production well for up to seven cloudy days, making the unit especially attractive in remote areas where electric power is not available and portability is important.

Rockwell Automation is working with one of the world's largest oil and gas companies in developing autonomous drilling-control systems. These are designed for low-cost land drilling in unconventional plays, where development involves thousands of the same kind of wells. A supervisory control and data acquisition (SCADA) system monitors drilling parameters, determines appropriate controls that need to be communicated back to the rig, and navigates the course of the wellbore.

Using Rockwell Automation controllers and software, the system requires only a small number of highly trained operators in a centralized location. Via a satellite link, operators can view the drilling sites on computer screens, and override the automatic controls to improve drilling efficiency or make other corrections.



Besides decreasing the number of days required to complete a well, autonomous drilling reduces worker exposure to on-site hazards.

### Managing Midstream Transfers

Solutions that advance The Connected Enterprise have helped streamline and better secure midstream operations, including an essential corner of the oil business – hydrocarbon transfers.

Hydrocarbon operations are spread far and wide, often in remote areas. Either on wellheads, storage tanks, pipeline inlets or terminals, buyers and sellers gain unattended access to oil supplies through a LACT unit. Until recently, accounting for these buyer/seller transfers has been a far less sophisticated process. Most LACT units have little automation and even less network connectivity. In fact, most rely on paper-based tickets that buyers drop into a mailbox that stands next to the unit.

Texas-based Trigg Technologies decided to bring its LACT units into the digital age. Working with Rockwell Automation, the company designed and developed a turnkey asset performance management (APM) solution, leveraging the Microsoft Azure cloud platform. Rockwell Automation software applications combine real-time and historical data into dashboards that provide contextualized information on transfers, overall oil quality, and well productivity over time. These measured variables and diagnostics can be seen from any location via a secure Internet connection.

With information automatically pulled from the LACT control system to populate e-tickets, billing errors are virtually eliminated. Trending capabilities also allow site and operations managers to better understand the type of oil coming out of each well. This allows them to plan for long-term production across a number of wells or they can mix oil from a variety of wells to produce a more consistent product.

### Refining Downstream Operations

Major refineries are sprawling industrial sites where the main units that process crude oil to generate gasoline, jet fuel and other petroleum products are surrounded by hundreds of auxiliary operations. For example, a major refinery may

have seven or eight main processing units. Each of those may be supported by 10 to 20 subunits, including process skids. The configuration of processes depends on various factors, including the location of the facility, the types of raw petroleum it handles, and the products it refines.

Some ancillary units are critical to complying with environmental standards, such as onsite effluent treatment facilities and electrostatic precipitators. Others are essential to the demanding job of keeping the refinery running every hour of every day. Those include motor control centers and cogeneration plants.

The combination of aging legacy equipment, tightening regulations, advancing technology and, more recently, changing feed stocks has required many refinery owners to repeatedly invest in infrastructure upgrades. Today, many of those projects include smart devices and controls that help reduce unplanned downtime, improve preventive maintenance and give efficiencies without adding workers .

As oil refineries and gas processing plants begin to migrate legacy process control equipment, producers should consider a modern approach to migration. This approach delivers all the core capabilities of a traditional DCS to address the process control requirements, but is built on modern technology that easily integrates with other ancillary automation systems and critical business systems. Built using scalable, plantwide control technologies, a modern DCS, integrates process, discrete, power, safety and motor control to improve productivity, reduce unplanned downtime and lower total cost of ownership.

For example, a Southern California refinery that processes more than 200,000 barrels of oil per day tapped Rockwell Automation to design and develop an intelligent electrical SCADA system. The electrical-infrastructure upgrade, which replaced process equipment and systems that dated back to the 1950s, connects the motor control with a centralized maintenance and operations system where workers can view parameters and make sure the main process units are receiving optimum power. The system also alerts operators about preventive maintenance needs, reducing the possibility of costly unplanned downtime.